

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

Г.А.ТЕРЕНТЬЕВ, В.М.ТЮКОВ,
Ф.В.СМАЛЬ

МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА из альтернативных сырьевых ресурсов



МОСКВА «ХИМИЯ» 1989

4
5
8
8
14
19
27
32
32
41
47
61
61
63
100
113
121
125
129
132
132
134
149
154
162
167
171
182
187
193
193
210
227
239
253
264

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	4
Введение	5
Глава 1. Источники сырья для производства моторных топлив	8
1.1. Характеристика и классификация первичных источников энергии	8
1.2. Классификация альтернативных топлив и источников сырья для их производства	14
1.3. Экономическая оценка сырьевой базы	19
1.4. Потребление первичных энергетических ресурсов	27
Глава 2. Современное состояние производства и потребления моторных топлив	32
2.1. Объемы и структура потребления моторных топлив	32
2.2. Требования к качеству моторных топлив	41
2.3. Современные проблемы технологии производства моторных топлив из нефтяного сырья	47
Глава 3. Производство альтернативных моторных топлив	61
3.1. Характеристика сырья и процессов его переработки	61
3.2. Получение топлив из угля	63
3.3. Получение топлив из природных битумов и горючих сланцев	100
3.4. Производство метанола и топлив на его основе	113
3.5. Топлива из биомассы	121
3.6. Газовые топлива	125
3.7. Производство водорода	129
Глава 4. Применение альтернативных моторных топлив на автомобильном транспорте	132
4.1. Характеристика альтернативных топлив	132
4.2. Газовые углеводородные топлива	134
4.3. Спиртовые топлива	149
4.4. Топлива с ненефтяными добавками	154
4.5. Топлива с добавками воды	162
4.6. Двухтопливные композиции	167
4.7. Водородные топлива	171
4.8. Продукты газификации	182
4.9. Прочие виды альтернативных топлив	187
Глава 5. Экономика производства и применения альтернативных моторных топлив	193
5.1. Определение эффективности производства и применения альтернативных топлив	193
5.2. Экономика производства альтернативных топлив	210
5.3. Экономика и перспективы применения альтернативных топлив	227
Глава 6. Экологические проблемы производства и применения альтернативных моторных топлив	239
Глава 7. Перспективы производства и применения нефтяных альтернативных топлив в СССР	253
<i>Библиографический список</i>	264

Рецензенты:

зав. сектором ИКТП при Госплане СССР, д-р техн. наук О. А. Ставров;
зав. сектором ВНИПИнефть, канд. экон. наук Ю. И. Черный

Терентьев Г. А. и др.

Т35 Моторные топлива из альтернативных сырьевых ресурсов / Г. А. Терентьев, В. М. Тюков, Ф. В. Смаль — М.: Химия, 1989. — 272 с.: ил.
ISBN 5—7245—0319—0.

Впервые комплексно, во взаимосвязи с общими проблемами энергетики, рассмотрены сырьевая база, технология переработки, особенности применения и экономические показатели использования моторных топлив из альтернативных сырьевых ресурсов (угля, сланцев, битуминозных нефтей, природного газа, биомассы). Отражены современное состояние и перспективы потребления моторных топлив. Даны характеристика и классификация альтернативных топлив, приведена система приоритетов в использовании их на автомобильном транспорте с учетом экономических, энергетических и экологических характеристик.

Книга предназначена для специалистов в области технологии и экономики производства и применения моторных топлив, а также общих проблем энергетики.

Т 2804020200—45 45—89
050(01)—89

ББК 6П7.5

ISBN 5—7245—0319—0

© Издательство «Химия», 1989

Настоящая книга посвящена проблеме, которая в последнее время вызывает значительный интерес у специалистов, работающих в области общей энергетики, химической технологии переработки топлив, энергообеспечения мобильной техники с двигателями внутреннего сгорания. Об этом интересе свидетельствует большое число отечественных и зарубежных публикаций, освещающих отдельные стороны производства и применения альтернативных моторных топлив из различных видов сырья. Вместе с тем в отечественной научно-технической литературе нет работы, которая рассматривала бы эту проблему в широком системном аспекте — от оценки запасов и классификации первичных источников энергии и сырьевых ресурсов для производства моторных топлив до экономической и экологической эффективности применения различных альтернативных моторных топлив на автомобильном транспорте.

Предлагаемая книга — первая попытка восполнить этот пробел, хотя авторы и отдают себе отчет в том, что в ней охвачены далеко не все стороны проблемы в силу их многогранности, а в ряде случаев — недостаточной изученности тех или иных вопросов. Прогнозирование научно-технического прогресса и перспективных экономических показателей всегда сопряжено с фактором неопределенности, в связи с чем авторы не претендуют на абсолютную бесспорность выполненных расчетов и выводов, которые основываются на знаниях сегодняшнего дня и предполагаемых тенденциях их развития. В связи с этим книгу следует рассматривать как введение в проблему технологии и экономики производства и применения альтернативных моторных топлив, и авторы будут считать свою задачу выполненной, если она побудит практических и научных работников к углублению дальнейших исследований в данном направлении.

Авторами книги являются Г. А. Терентьев — введение, главы 1, 2, 5—7, В. М. Тюков — глава 3 и Ф. В. Смаль — глава 4.

Авторы выражают благодарность рецензентам — доктору технических наук О. А. Ставрову и кандидату экономических наук Ю. И. Черному за замечания, которые помогли улучшить рукопись, а также кандидату экономических наук С. Г. Ашитко за большую помощь при подготовке рукописи.

Авторы

Достаточное по ресурсам и доступное по стоимости энергообеспечение является основой функционирования общественного производства, предпосылкой и определяющим фактором экономического роста. В истории развития мировой экономики четко прослеживается взаимосвязь развития энергетической базы и научно-технического прогресса. На каждом этапе своего исторического развития общество в состоянии использовать лишь те ресурсы, для потребления которых созданы необходимые технические средства. При этом вклад тех или иных ресурсов в общее энергопотребление увеличивается постепенно, по мере создания необходимой инфраструктуры в сферах их добычи, транспорта, переработки, распределения и конечного потребления. Это обуславливает значительную инерционность перехода энергетического хозяйства в целом и отдельных его составляющих с одного вида энергетических ресурсов на другой. Подтверждением сказанному может служить краткий исторический обзор развития энергетики [1].

На рубеже XIX и XX веков были изобретены бензиновый и дизельный двигатели внутреннего сгорания, положившие начало всеобщей моторизации, коренной перестройке вначале водного, а затем и железнодорожного транспорта, появлению таких новых видов транспорта, как автомобильный и авиационный, созданию машин и механизмов, использующих двигатели внутреннего сгорания (ДВС). Все это привело к резкому увеличению добычи и потребления нефти, отличающейся высокими энергетическими характеристиками, относительной простотой переработки в разнообразные моторные и котельно-печные топлива, смазочные материалы, нефтехимическое сырье и возможностью дальнего транспорта с относительно низкими затратами. Наряду с нефтяной промышленностью, хотя и несколько позднее, значительное развитие получила в ряде стран мира добыча и переработка природного газа. Он стал широко применяться как эффективное и экологически наиболее чистое топливо для выработки электрической и тепловой энергии, а также как сырье для многих крупнотоннажных химических производств.

С появлением новых источников энергии старые не вытеснялись из топливно-энергетического баланса полностью, а отодвигались на второй план и продолжали применяться в тех сферах использования, где это экономически эффективно. В этом проявилась еще одна характерная тенденция в развитии мировой энергетики — разнообразие энергетических ресурсов с точки зрения как их структуры, так и сфер применения.

Одной из наиболее крупных областей использования энерго-ресурсов сегодня является транспорт, на долю которого прихо-

дится около 29% общего конечного потребления всех энергетических ресурсов. При этом важная роль принадлежит нефти, удовлетворяющей 97—99% общего потребления энергоресурсов всеми видами транспорта. По имеющимся оценкам, доля моторных топлив, расходуемых различными транспортными средствами в развитых капиталистических странах, достигает 49—50% суммарного потребления нефтепродуктов [27].

Относительная ограниченность запасов нефти и неравномерность их географического размещения при высоких ежегодных объемах добычи, ухудшение качества нефти вновь открываемых месторождений и, как следствие, значительный рост затрат на их разработку обуславливают изменение структуры и диверсификацию топливо-энергетического баланса. В области производства электрической и тепловой энергии в недалеком будущем ожидается перевод значительной части установок с жидкого на твердое и газообразное топливо, что не требует особенно крупных затрат и не вызывает серьезных технических трудностей. Более отдаленные перспективы связываются большинством исследователей с широким использованием ядерной энергии. В области транспортной энергетики проблема перевода на альтернативные источники энергии решается более сложно. Именно транспорт при его подавляющей зависимости от нефти в основном и определяет остроту сегодняшней энергетической ситуации в мире.

В большинстве опубликованных прогнозов, посвященных развитию мировой энергетики и транспортных средств, отмечается, что до конца текущего столетия и, вероятно, еще долго за его пределами двигатели внутреннего сгорания сохраняют ведущую роль в транспортной энергетике. При этом объективная оценка положения с ресурсами углеводородного сырья позволяет утверждать, что при рациональном использовании нефть останется важнейшим источником энергообеспечения транспортных средств в течение длительного времени.

Вместе с тем очевидно, что по мере возникновения технических и экономических предпосылок в транспортной энергетике постепенно будет возрастать роль природного газа, тяжелых нефтей и природных битумов, угля, горючих сланцев, биомассы и других нетрадиционных источников сырья для производства моторных топлив. Они объединяются в научной литературе понятием «альтернативные источники сырья», в то время как топлива, которые получают на их основе, называют «альтернативными моторными топливами».

Исследования в области производства и применения альтернативных моторных топлив в последнее время широко развиваются в разных странах мира. Предложены различные методы получения и использования широкой гаммы таких топлив. Основной целью ведущихся в этой области в СССР и за рубежом

исследований и разработок является расширение сырьевой базы, поиск энергоэффективных моторных топлив и методов их рационального применения, т. е. создание необходимых технических и экономических условий для частичной замены топлив, вырабатываемых сегодня преимущественно из нефтяного сырья.

Каждый из предлагаемых видов альтернативных топлив, а также методов их получения и применения имеет свои преимущества и недостатки. Поэтому для выбора рациональных вариантов перспективного топливообеспечения транспортной энергетики важно ранжировать такие топлива по их возможной эффективности в сравнении с традиционными нефтяными топливами. Сложность задачи состоит в том, что здесь тесно переплетаются ресурсные, технические, экономические и экологические факторы, которые требуют комплексного и системного учета.

Хотя моторные топлива находят применение на различных видах транспорта, а также в двигателях внутреннего сгорания, установленных на различных сельскохозяйственных, дорожно-строительных и подъемно-транспортных машинах, и на различных стационарных силовых установках, основное внимание уделено использованию топлива на автомобильном транспорте как наиболее крупном его потребителе.

ГЛАВА 1

ИСТОЧНИКИ СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

1.1. ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕРВИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Основой планомерного и своевременного перехода на новые виды энергоносителей, обеспечивающего надежную энергетическую базу общества, служат научно обоснованное определение запасов энергетических ресурсов, технико-экономическая оценка возможности их освоения, исследование динамики и структуры потребления первичных источников энергии и влияния научно-технического прогресса на масштабы и темпы их использования. В связи с этим необходимо классифицировать первичные источники энергии на различные категории и группы в зависимости от степени изученности запасов и обоснованности их количественных и качественных оценок, подготовленности энергетических ресурсов к промышленной разработке, их народнохозяйственной значимости, технической возможности и экономической целесообразности освоения.

Для количественной и качественной оценки первичных источников энергии, или первичных энергетических ресурсов (ПЭР), важное значение имеет системная характеристика видов энергии и форм ее превращения. В соответствии с современной научной классификацией выделяют следующие виды энергии: ядерная, химическая, тепловая, механическая, электрическая, электростатическая, электромагнитная, упругостная, магнитостатическая, нейтриностатическая, аннигиляционная, нейтринодинамическая и мезонная (мезонодинамическая) [2]. Из этого многообразия в виде конечной энергии в настоящее время используют тепловую (около 76% общего расхода энергии), механическую (около 23%) и электромагнитную (для освещения и передачи информации — около 1%) [3]. В качестве энергоносителей для энергопотребляющих установок (мобильных и стационарных силовых установок, включая двигатели внутреннего сгорания, промышленных печей, бытовых нагревательных приборов, котельных различного назначения и т. п.) служат топливо и продукты его переработки, пар и горячая вода, электрическая энергия. Источниками получения как непосредственно используемых видов энергии, так и промежуточных энергоносителей являются химическая энергия ископаемых топлив, ядерная энергия, гидравлическая энергия, внутреннее тепло Земли.

Во многих случаях первичные источники энергии не могут быть прямо использованы в энергопотребляющих установках,

а требуется соответствующее преобразование их в удобную для конечного потребления форму. Например, добытая из скважины (сырая) нефть для применения ее в двигателях внутреннего сгорания подвергается переработке с получением бензина, реактивного и дизельного топлив и других моторных топлив. Уголь и природный газ для получения электрической или тепловой энергии можно использовать непосредственно или после соответствующей подготовки, но для эффективного применения в двигателях внутреннего сгорания их необходимо преобразовать в жидкое углеводородное топливо, метанол, сжатый или сжиженный метан, что требует применения соответствующих технических средств и вызывает определенные энергетические затраты, влияющие в конечном счете на оценку величины ПЭР.

Общие запасы энергии, на которые может рассчитывать человечество, оцениваются первичными энергетическими ресурсами; они подразделяются на две группы — воспроизводимые (возобновляемые) и невозпроизводимые (невозобновляемые).

К воспроизводимым источникам энергии относятся следующие: энергия солнечного излучения, достигающая поверхности Земли; гидравлическая энергия стока рек; энергия приливов и отливов океанских вод, образующаяся под влиянием энергии Луны; энергия мирового Океана в виде морских и океанских волн, течений, тепла морей и океанов; геотермальная энергия (внутреннее тепло Земли); энергия биомассы (сельскохозяйственных культур и их отходов, древесины, водорослей и других растительных материалов, твердых и жидких бытовых отходов и т. п.); энергия ветра. Величина энергетического потенциала воспроизводимых ПЭР огромна, но в настоящее время из всех этих источников энергии в качестве коммерческих, т. е. потребляемых в промышленных масштабах, используется практически только гидравлическая энергия, на долю которой приходится около 2% общего мирового производства энергоресурсов.

К невозобновляемым энергетическим ресурсам относятся ископаемые топлива — обычная нефть и газовый конденсат, тяжелые нефти и природные битумы, природный (естественный) и нефтяной (попутный) газ, уголь, горючие сланцы и торф.

Особое место при оценке энергетических ресурсов занимает ядерная энергия. Если говорить о ядерном топливе, то количество радиоактивных материалов в земной коре ограничено, и в случае использования их в современных реакторах на тепловых нейтронах ресурсы этого топлива следует рассматривать как невозпроизводимые. Однако при использовании урана в реакторах-размножителях получаемая энергия увеличивается настолько, что этот источник становится воспроизводимым.

Классификация запасов и ресурсов полезных ископаемых, а также системная оценка величины ресурсной базы других первичных источников энергии, осуществляемые на единой методо-

Таблица 1.1. Сопоставление категорий запасов и ресурсов нефти, выделяемых по степени изученности в СССР и США

Классификационные схемы	Категории запасов и ресурсов					
	Открытые (запасы)				Неоткрытые (ресурсы)	
	Разведанные			Предварительно оцененные	Перспективные	Прогнозные
СССР	Категория А	Категория В	Категория С ₁	Категория С ₂	Категория С ₃	Категория Д ₁ Категория Д ₂
США АНИ—АГА с учетом рекомендаций доклада XI МНК	Открытые				Неоткрытые	
	Доказанные, вероятность подтверждения оценки 90%		Недоказанные		Гипотетические	Умозрительные
			Вероятные	Возможные		

логической основе, имеют важное значение для определения долгосрочных перспектив энергообеспечения. В настоящее время в разных странах применяют различные классификации месторождений полезных ископаемых. Сопоставление этих классификаций осложнено неодинаковым подходом к оценке ресурсов и запасов и целевому распределению их по категориям с точки зрения разведанности и экономической оценки, различием в используемых единицах измерения (массовых, объемных и условных) и применяемых терминах. С целью устранения этих трудностей в течение длительного времени под эгидой различных международных организаций предпринимаются попытки создания универсальной классификации, которые, однако, пока не дали окончательных результатов. На сегодняшний день практически не решена даже задача разработки единой терминологии для характеристики всех типов минеральных ресурсов. Вопросам сопоставления и оценки различных действующих классификаций энергетических ресурсов посвящен ряд работ советских и зарубежных специалистов [4—6].

В 1983 г. в нашей стране была введена в действие новая классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа, сравнение которой с широко используемой в ряде стран классификацией Американского нефтяного института (АНИ—АГА) приведено в табл. 1.1 [6]. Несмотря на различия в методах оценки и учета отдельных категорий, в целом применяемые в СССР и США классификации запасов и ресурсов нефти, основанные на степени их изученности, сопоставимы между собой.

В общем виде для количественной оценки первичных источников энергии наиболее целесообразным представляется классификация их по таким основным параметрам, как степень геологической изученности, экономическая целесообразность вовлечения в разработку и технико-технологическая готовность к разработке. Для оценки этих параметров предлагается принять следующие определения наиболее часто используемых терминов.

Начальные потенциальные ресурсы (ресурсная база) — это общее количество полезных ископаемых, которое содержится в недрах и может быть оценено в соответствующих единицах измерения. Применительно к возобновляемым энергетическим ресурсам под ресурсной базой следует понимать общее количество потенциальной энергии, которой обладает данный источник и которая также может быть выражена в тех или иных единицах измерения.

Открытые запасы — часть разведанных и предварительно оцененных извлекаемых ресурсов. В зарубежной литературе часто в качестве синонима понятия запасы используют термин «резервы», под которым понимается часть ресурсов, пригодная к использованию при уже существующих технологических и экономических условиях. Запасы на определенную дату могут быть разделены на *извлеченные* (сумма накопленной добычи за период разработки месторождения, бассейна, залежи) и *текущие*, которые в свою очередь подразделяются на *разведанные* (доказанные) запасы (в СССР применительно к нефти это запасы категорий А, В и С₁) и *предварительно оцененные* (в СССР это категория С₂).

Для оценки реальности вовлечения запасов в промышленную разработку важное значение имеют технико-экономические критерии, определяющие техническую возможность и экономическую целесообразность их освоения. Например, полностью разведанные запасы в ряде случаев не могут быть в данный период вовлечены в промышленную разработку из-за отсутствия необходимых технических средств или технологий добычи. В то же время могут иметься все необходимые геологические условия и технические возможности для вовлечения месторождения в разработку, но ряд причин (низкие дебиты, малые запасы, большая удаленность от мест потребления и др.) делает разработку нерентабельной при существующих экономических условиях. В связи с этим в нашей стране разведанные запасы подразделяют по народнохозяйственному значению на две группы — *балансовые*, разработка которых на дату оценки экономически целесообразна, и *забалансовые*, разработка которых в данный период нерентабельна. Забалансовые запасы могут стать объектом промышленного освоения в будущем, в случае изменения технико-экономических условий их добычи и энергообеспечения в целом.

В зарубежной практике ресурсы в зависимости от степени готовности к освоению подразделяют на три группы:

активные (маржинальные) или рентабельные, освоение которых целесообразно в данных технико-экономических условиях, т. е. при существующем уровне техники и технологии и действующих ценах на ископаемые топлива и продукты их переработки;

субактивные (парамаржинальные), представляющие собой некоторую более дорогостоящую часть экономически извлекаемых ресурсов, которая по затратам на освоение близко примыкает к экономически рентабельным ресурсам (запасам) и может стать рентабельной в случае незначительного повышения цен на сырье или соответствующего удешевления разработки месторождений;

пассивные (субмаржинальные), представляющие собой часть экономически нерентабельных ресурсов, перевод которых в категорию рентабельных требует значительного роста цен на ископаемые топлива (более чем в 1,5 раза по сравнению с уровнем, существующим на момент оценки) или же существенного уменьшения издержек производства в результате технического прогресса.

Таким образом, к категории «запасы» следует относить ту часть природных ресурсов, которая разведана, подготовлена к разработке и может быть извлечена и использована при данном уровне техники и действующих на дату оценки экономических условиях.

Неоткрытые ресурсы — это часть начальных потенциальных ресурсов, наличие которых предполагается на основе общегеологических сведений и теоретических (умозрительных) представлений. Как правило, неоткрытые ресурсы определяются в результате количественной оценки перспективных прогнозов различных по степени изученности и обоснованности геологических объектов.

Наряду с геологической изученностью для классификации ископаемых топлив важное значение имеет отнесение их ресурсов к категории технически или экономически извлекаемых [5]. Технически извлекаемые ресурсы — это часть геологических ресурсов, которая может быть найдена и извлечена всеми известными в настоящее время и ожидаемыми в будущем способами поисков, разведки и разработки месторождений без учета получающейся при этом стоимости конечной продукции. Экономически извлекаемые ресурсы представляют собой часть технически извлекаемых ресурсов, освоение которой рентабельно в современных или ожидаемых в будущем условиях.

Первичные энергетические ресурсы отличаются большим разнообразием по видам и типам: углеводородные — от тяжелых нефтей до легких газов; твердые горючие ископаемые — от тор-

фа до антрацита; ядерное топливо и т. д. С точки зрения физико-химических и энергетических характеристик значительные различия наблюдаются не только между такими разнородными ПЭР, как, например, солнечная энергия и нефть или атомная энергия и природный газ, но и внутри одного и того же вида ПЭР.

В зависимости от плотности и элементного состава теплота сгорания нефтей различных месторождений может меняться от 39,5 ГДж/т (тяжелая нефть месторождения Боскан в Венесуэле) до 43,6 ГДж/т (легкая нефть, добываемая в Индонезии). Теплота сгорания природного и нефтяного газов зависит во многом от содержания в них инертных компонентов и может колебаться в пределах от 34 до 47 МДж/м³ [4].

Энергетическая характеристика углей определяется в основном содержанием в них углерода, а также золы, серы и других неуглеродных примесей и может изменяться от 33,5 ГДж/т для антрацита до 14,7 ГДж/т для лигнита.

Таким образом, даже ископаемые ресурсы одного и того же вида по своей качественной характеристике существенно различаются между собой. Тем более сложно сопоставлять ресурсы невозобновляемых топлив и ядерной энергии с возобновляемыми источниками энергии. При этом если ядерное топливо характеризуется высокой степенью концентрации энергии (при делении 1 г урана выделяется 82 ГДж тепловой энергии), то возобновляемые источники энергии характеризуются низкой плотностью и рассредоточенностью энергетического потока. Так, средняя интенсивность солнечного излучения на поверхности Земли оценивается в 160 Вт/м², а средняя плотность энергии, которая может быть получена за счет использования лесного покрова Земли, составляет 0,2 Вт/м² [7, 8].

Для оценки величины разнородных энергетических ресурсов необходимо решить две задачи: 1) на какой базе их следует сравнивать и 2) какие переводные коэффициенты следует использовать для каждого ресурса при приведении его к этой базе.

Очевидно, решение может быть реализовано на основе выбора определенных энергетических единиц и приведения их к единому энергетическому эквиваленту. Проблема часто осложняется тем, что в разных странах для количественной оценки ископаемых топлив используют различные единицы — объемные и массовые. В табл. 1.2 дана средняя энергетическая характеристика в виде удельной теплоты сгорания первичных энергетических ресурсов и энергетические эквиваленты для их пересчета, наиболее часто встречающиеся в отечественных и зарубежных публикациях. Пользуясь этими данными, можно дать количественную оценку мировой ресурсно-энергетической базы в сопоставимых величинах.

Таблица 1.2. Энергетические эквиваленты первичных энергетических ресурсов

Вид ПЭР	Удельная энергия (теплота сгорания)	Коэффициент перевода		Источник информации
		в условное топливо	в нефтяной эквивалент	
Первичные энергетические ресурсы				
Нефть	41,9 ГДж/т	1,43	1,0	[9]
Уголь каменный	27,6 ГДж/т	0,94	0,67	[9]
Уголь бурый (лигнит)	13,8 ГДж/т	0,47	0,33	[9]
Природный газ	34,3 ГДж/1000 м ³	1,17	0,83	[10]
Электроэнергия — по теоретическому коэффициенту на 1000 кВт·ч:				
на атомных и гидроэлектростанциях*	3,6 ГДж	0,123	0,086	[9]
на новых тепловых электростанциях	10,5 ГДж	0,358	0,25	[9]
Уран**	475,0 ГДж/кг	16,2	11,33	[11]
Сланцевая смола	40,0 ГДж/т	1,37	0,95	[4]
Энергетические эквиваленты				
Условное топливо	29,0 ГДж/т у.т.	1,0	0,7	[9]
Нефтяной эквивалент	41,9 ГДж/т н.э.	1,43	1,0	[9]

* По теоретическому коэффициенту 1 кВт·ч=123 г у. т.=860 ккал=3,6 МДж; на новых зарубежных тепловых электростанциях 1 кВт·ч=357,8 г у. т.=2500 ккал=10,47 МДж [15].

** В обычных реакторах на тепловых нейтронах.

1.2. КЛАССИФИКАЦИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ И ИСТОЧНИКОВ СЫРЬЯ ДЛЯ ИХ ПРОИЗВОДСТВА

Первичные энергетические ресурсы с точки зрения возможности их использования для получения моторных топлив могут быть разделены на две большие группы. К первой следует отнести ПЭР, которые могут быть непосредственно использованы для производства топлив. Они включают все горючие ископаемые и биомассу. Ко второй группе относят остальные первичные энергоресурсы, которые не могут быть использованы для непосредственного производства топлив, но способствуют расширению сырьевой базы для их получения. Влияние этих энергетических ресурсов сказывается опосредственно, через экономию органических топлив, замещаемых альтернативными видами энергии. Например, атомная электростанция мощностью 1000 МВт позволяет ежегодно экономить около 2 млн. т органического топлива в условном исчислении, которое может быть использовано для производства моторных топлив. Аналогичным приме-

ром может служить и использование возобновляемых источников энергии — солнечной, ветровой, гидро- и геотермальной, замещающих органическое топливо в производстве электрической или тепловой энергии. Производство дешевой электрической энергии на основе возобновляемых ПЭР может способствовать ускорению темпов внедрения электромобилей при успешном техническом обеспечении аккумуляции электроэнергии на их борту.

Проблема энергообеспечения транспорта может быть решена при создании и внедрении высокотемпературных газоохлаждаемых ядерных реакторов. Широкое применение таких реакторов связывают с осуществлением атомно-водородной энергетической концепции, предусматривающей крупномасштабное производство электроэнергии и водорода с использованием последнего в качестве транспортного топлива, а также для других энергетических и сырьевых нужд народного хозяйства.

На Международной конференции по энергетическим ресурсам, состоявшейся в 1979 г. в г. Монреаль (Канада), к «традиционным» источникам углеводородов были отнесены залежи легких и средних нефтей, природные газы и содержащиеся в них конденсатные жидкости, а к «нетрадиционным» — скопления тяжелых нефтей и твердых битумов — от асфальта до керита, а также жидкие и газообразные углеводороды, которые можно получать из углей, битуминозных песчаников, горючих сланцев, газогидратов, зон геодавлений, биомассы, торфа, промысленных и городских отходов [5]. В связи с тем, что ряд используемых понятий не имел достаточно четкого определения, на XI Мировом нефтяном конгрессе была предложена единая классификация всех типов природных углеводородов [6]. В качестве основных классификационных параметров для всех источников углеводородов, встречающихся в природных резервуарах, были приняты агрегатное состояние, плотность и вязкость и рекомендованы следующие определения:

петролеум — природная смесь преимущественно углеводородного состава, существующая в газообразном, жидком или твердом состоянии; это общий термин, относящийся ко всем смесям природных углеводородов;

углеводороды — представляют собой химические соединения, состоящие целиком из водорода и углерода; они включают нефть, природный газ и природные смолы;

нефть или *сырая нефть* — это та часть природных углеводородов, которая существует в жидком состоянии в пластовых условиях в природных резервуарах и остается жидкой при атмосферных температурах и давлении; ее вязкость в обычных условиях не превышает 10 000 мПа·с.

Для подразделения сырой нефти на легкую, среднюю и тяжелую рекомендуется четкое указание диапазонов плотности. Верхний предел при этом

Под альтернативными моторными топливами следует понимать получаемые из нетрадиционных видов сырья жидкие и газообразные топлива, которые могут быть использованы в мобильных энергоустановках транспорта, сельского хозяйства, промышленности, строительства, коммунального хозяйства.

К таким мобильным установкам относятся карбюраторные автомобильные и поршневые авиационные двигатели, быстроходные автотракторные, тепловозные и судовые дизели, средние и малооборотные дизели, турбовинтовые и турбореактивные двигатели авиационной техники, газотурбинные установки водного транспорта.

По физико-химическим свойствам и условиям хранения на борту транспортных средств альтернативные моторные топлива могут быть разделены на три группы [13].

1. Топлива на нефтяной основе с добавками ненефтяного происхождения в виде кислородсодержащих соединений (спиртов и эфиров, водно-топливных эмульсий); по эксплуатационным свойствам они близки к нефтяным дистиллятным топливам.

2. Синтетические (искусственные) жидкие топлива, идентичные (или близкие) по свойствам традиционным нефтяным топливам и получаемые при переработке жидкого, газообразного или твердого сырья. В эту группу могут быть отнесены бензины, реактивные, дизельные и газотурбинные топлива, полученные из тяжелых нефтей, природных битумов, угля, горючих сланцев, бензины, полученные из метанола в процессе «Mobil», а также топлива, полученные прямым синтезом из СО и Н₂. Сюда же можно было бы отнести и нефтяные моторные топлива, получаемые в процессах термokatалитической переработки нефтяного сырья, осуществляемой с целью увеличения их выхода из нефти или улучшения качества, однако во избежание осложнения в терминологии целесообразно считать такие топлива традиционными или нефтяными.

3. Ненефтяные топлива существенно отличающиеся по физико-химическим и эксплуатационным свойствам и (в отдельных случаях) по агрегатному состоянию от традиционных. К этой группе могут быть отнесены спиртовые топлива, применяемые в чистом виде (метанол, этанол и их смеси с высшими спиртами), а также газообразные топлива — природный компримированный (сжатый) газ, природный сжиженный газ, сжиженный нефтяной газ (пропан-бутан), аммиак, водород, генераторный и другие искусственные газы.

В связи с незначительными изменениями, а в ряде случаев и сохранением технико-эксплуатационных характеристик автомобилей, при использовании альтернативных топлив первых двух групп целесообразность и эффективность их применения

определяются ресурсной базой и технико-экономическими показателями производства топлив. Для использования топлив третьей группы необходимо модифицировать двигатели и использовать специальные бортовые системы хранения. Так, природный газ можно хранить на борту транспортного средства в сжатом виде под давлением 20 МПа или в жидком виде в криогенных емкостях, водород — в жидком виде или в составе металлгидридов и т. д. Таким образом, эффективность применения топлив данной группы определяется технико-экономическими показателями как процессов производства топлив, так и транспортного процесса. Кроме того, применение этих топлив требует создания специальной распределительной сети.

В самостоятельную группу выделяют добавки ненефтяного происхождения — спирты, природный газ, водород и др. — с автономной, отдельной от основного нефтяного топлива подачей в двигатель (что требует дооборудования силовой установки и наличия двух топливных баков). Эффективность использования топлива в подобных системах определяется, наряду со стоимостью топлив, технико-экономическими показателями транспортного процесса и затратами на дооборудование энергосиловой установки.

Для правильной оценки эффективности системы «топливо — двигатель» с учетом предложенной классификации наряду с определением эффективности производства топлив необходимо учитывать и комплекс технологий и затрат, связанных с применением альтернативных топлив и их совместимостью с двигателем.

1.3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

Целесообразность использования тех или иных видов сырья для получения моторных топлив во многом определяется ресурсно-экономическими факторами, т. е. наличием достаточных запасов, техническими и экономическими показателями добычи первичных ресурсов. Говоря о ресурсно-стоимостной оценке первичных источников энергии, служащих сырьевой базой для получения моторных топлив или замещающих органическое топливо, следует отметить, что данные о мировых запасах энергии имеют приближенный характер, объясняемый недостаточной разведанностью ресурсов и условностью отнесения их к категории технических и экономически извлекаемых. Вследствие этого, мнения различных государственных и международных организаций, частных корпораций и фирм, а также отдельных специалистов по запасам мировых энергетических ресурсов и прогноза их потребления часто существенно различны.

Наиболее представительные и обоснованные оценки мировых энергетических ресурсов даются на Мировых энергетических конференциях (МИРЭК), которые проводятся раз в три года, (последние — МИРЭК-ХII в 1983 г. в Дели, Индия, и МИРЭК-ХIII в 1986 г. в Каннах, Франция). Значительный интерес представляют также энергетические обзоры, выпускаемые Международным энергетическим агентством (МЭА), объединяющим все страны ОЭСР*, за исключением Франции, Финляндии и Исландии. Рассмотрим некоторые из имеющихся оценок и прогнозов по отдельным видам первичных энергетических ресурсов.

Нефть. До энергетического кризиса 1973—1974 гг. в оценке ресурсов нефти наблюдалась тенденция роста и увеличения объемов ее добычи [5]. По оценке МИРЭК-ХII, мировые извлекаемые запасы нефти составляют около 95 млрд. т или 135,5 млрд. т у.т. [7]. Современный коэффициент извлечения нефти в среднем в мире составляет 29—30%. По оценке американского геолога Р. Уайтинга [5], при повсеместном применении вторичных методов разработки месторождений, где они экономически оправданы, коэффициент нефтеотдачи в целом может повыситься на 5,2%, а при применении третичных методов — еще на 6,5%. В этом случае конечный коэффициент нефтеотдачи разведанных ресурсов нефти составит 40,3%, а в отдельных странах 45—50%, что позволит добыть дополнительно 34 млрд. т нефти, т. е. свыше 30% ее достоверных мировых запасов. Вместе с тем эти методы интенсификации добычи нефти требуют высоких затрат. Оценки расчетных затрат при применении вторичных и третичных методов воздействия на нефтяные пласты дают следующие результаты (в долл/т): закачка пара — 77—112, внутрислоевого горения — 90—140, закачка диоксида углерода (углекислоты) — 90—160, применение ПАВ и полимеров — 140—225 [4]. Очевидно, применение этих методов эффективно лишь при цене нефти от 80 до 230 долл/т и выше. Таким образом, экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти заключается, с одной стороны, в дифференциации этих ресурсов по стоимостным показателям освоения, т. е. издержкам добычи, а с другой стороны, — по возможным уровням мировых цен на нефть. В значительной степени под влиянием последних формируются темпы и объемы потребления нефти.

* Организация экономического сотрудничества и развития, объединяющая 23 промышленно развитые капиталистические страны и одну развивающуюся страну (Турцию). Членами ОЭСР являются: в Северной Америке — США и Канада; в Западной Европе — Австрия, Бельгия, Великобритания, Греция, Дания, Испания, Ирландия, Исландия, Италия, Люксембург, Нидерланды, Норвегия, Португалия, Швеция, Швейцария, Турция, Финляндия, Франция, ФРГ; в зоне Тихого океана — Австралия, Новая Зеландия и Япония.

Анализ материалов по экономической оценке нефтяных ресурсов зарубежных стран [5, 14] показал, что затраты на добычу нефти в большей мере определяются такими факторами, как размеры месторождения (величина запасов нефти), глубина залегания продуктивных горизонтов, глубина дна моря в акваториальных районах добычи, природно-климатические условия. Влияние этих факторов комплексно и неоднозначно, т. е. степень воздействия одного в значительной мере определяется (усиливается или уменьшается) наличием других факторов. Крупность нефтяного месторождения при прочих равных условиях весьма существенно влияет на величину затрат на добычу, но только при относительно небольших значениях этого показателя. Увеличение извлекаемых запасов нефти с 5 до 50 млн. т ведет к уменьшению удельных затрат почти в 3 раза, с 50 до 100 млн. т — только на 20%, со 100 до 200 млн. т — лишь на 10% с последующей практической стабилизацией уровня удельных затрат на добычу при возрастании крупности месторождения от 200 до 500 млн. т.

Увеличение глубины дна в акваториальных районах с 25 до 250 м повышает удельные затраты в 6—7 раз, с 250 до 500 м — в 2—2,5 раза, с 500 до 1000 м — в 1,3—1,5 раза, причем это повышение практически не зависит от крупности месторождения.

Степень воздействия на величину затрат добычи нефти, глубины залегания продуктивного горизонта существенно усиливается для месторождений одной и той же крупности. При росте глубины залегания с 1 до 2 км удельные затраты возрастают в 1,6 раза, с 2 до 4 км — в 2,2 раза, с 4 до 8 км — в 5 раз. Практически каждый километр увеличения глубины залегания приводит к возрастанию затрат на добычу нефти на 50—60%. Из общих ресурсов дешевой нефти, добываемой с затратами до 10 долл/т, на долю стран Ближнего и Среднего Востока приходится 79,5 млрд. т, в том числе 42,9 млрд. т по открытым месторождениям, т. е. соответственно около 77,5 и 74% мировых ресурсов дешевой нефти. Практически все остальные ресурсы дешевой нефти приходятся на страны Латинской Америки, Африки, Юго-Восточной Азии и Дальнего Востока [14].

Однако текущие издержки не в полной мере характеризуют общие затраты на добычу нефти. В связи с этим интересен прогноз фирмы «Shell» по изменению затрат на добычу нефти в перспективе [15], согласно которому к 2000 г. ожидается удвоение удельных капитальных затрат на добычу нефти в связи с ухудшением горно-геологических условий и вовлечением в разработку во все возрастающих масштабах малодоходных нефтяных месторождений. Несколько иные оценки ресурсов нефти и затрат на ее добычу были сделаны на основе данных XI Мирового нефтяного конгресса [16]. Здесь ресурсы нефти оценивались

в 213—369 млрд. т, из которых 50—60% отнесены к неоткрытым. Средние текущие издержки добычи нефти в капиталистическом мире в 2000 г. определяются в 44 долл./т, а без учета стран Ближнего и Среднего Востока — 80 долл./т. Полагают, что из неоткрытых ресурсов нефти 85 млрд. т могут быть извлечены с издержками до 88 долл./т и 150 млрд. т — с издержками до 146 долл./т.

Для отнесения тех или иных нефтяных месторождений к категории рентабельных (активных или маржинальных) или нерентабельных (пассивных или субмаржинальных) необходимо затраты на добычу нефти сопоставить с текущими или прогнозными ценами на нее. В результате резкого падения мировых цен на нефть — со 183—206 долл./т в 1985 г. до 73 долл./т в первой половине 1986 г. — к категории активных ресурсов могли бы быть отнесены, очевидно, запасы и ресурсы нефти с текущими издержками добычи до 45 долл./т. Их объем может быть оценен в 158,8 млрд. т, из которых 66,5 млрд. т приходится на долю открытых месторождений, а 92,3 млрд. т приурочены к неоткрытым месторождениям. Таким образом, из общих мировых ресурсов нефти около одной трети рентабельны при мировых ценах, сложившихся в 1986 г. на уровне 73 долл./т. К субактивным могут быть отнесены ресурсы нефти с издержками на ее добычу в пределах 45—80 долл./т. Освоение этих ресурсов, составляющих 54,6 млрд. т, может стать рентабельным при повышении цен на нефть до 100 долл./т и более, т. е. примерно в 1,3 раза против уровня 1986 г. Следовательно, к категории активных ресурсов при существующем уровне цен может быть отнесено около одной трети мировых ресурсов, а с учетом субактивных ресурсов эта величина может возрасти до 213 млрд. т. Остальные 249 млрд. т нефти из известных и неоткрытых месторождений, что составляет более половины всех мировых ресурсов, могут быть отнесены к категории нерентабельных или пассивных.

В настоящее время трудно сделать какие-либо прогнозы в отношении тенденций изменения мировых цен на нефть. Вместе с тем маловероятно, чтобы сложившийся в 1986 г. уровень цен на нефть мог существовать длительное время. По прогнозам большинства западных экономистов, выполненным до 1986 г., начавшееся в 1982—1984 годах снижение цен на нефть должно было повлечь за собой стабилизацию или снижение реальных цен на нефть (сопоставимых цен) и рост текущих цен в соответствии с имеющимися темпами инфляции, а также рост потребления нефти в капиталистическом мире к 1990 г. до 2,2—2,5 млрд. т в год [17]. Такая же тенденция сохранилась и в 1986 г. Так, в майском номере журнала «World oil» за 1986 г. приводятся данные о том, что фирма «CONOCO» прогнозирует повышение цен на нефть с 10 долл./барр. (73 долл./т) в 1986 г.

Таблица 1.3. Нетрадиционные ресурсы газа (трлн. м³)

Источник газа	Геологические ресурсы	Технически извлекаемые ресурсы		
		всего	установленные*	предполагаемые**
Плотные породы	75—100	10—24	4,5—13,0	5,5—11,0
Горючие сланцы	690—735	0,5—8,5	0,5—1,5	0—7,0
Угленосные отложения	60—65	4,5—7,0	1,0—1,5	3,5—5,0
Зоны геодавлений	30—170	1,5—7,0	1,5—7,0	—
Зоны газогидратов	15—20	—	—	—
Итого	870—1090	16,5—46,5	7,5—23,0	9,0—23,5

* В США и Канаде.

**В остальных районах мира.

до 40 долл./барр. (293 долл./т) в 1995 г. Управление энергетики США считает возможным повышение цен на нефть (в долларах 1985 г.) до 161—235 долл./т в 1990 г.

Естественно, что прогнозируемое изменение цен должно внести соответствующие изменения в отнесение тех или иных ресурсов нефти к категории рентабельных. Вместе с тем приведенные данные подчеркивают важность оценки мировых ресурсов нефти, а также других ископаемых топлив на определенную дату с учетом затрат на добычу и цен на ресурсы, сложившихся на момент оценки или прогнозируемых с достаточной надежностью на определенный перспективный период.

Природный газ. Мировые извлекаемые запасы природного газа по оценкам, выполненным в 70-х и начале 80-х годов, колеблются от 87 до 340 трлн. м³, т. е. различаются почти в 4 раза [5, 18]. Еще более велики нетрадиционные ресурсы газа в плотных породах, угольных пластах, зонах высоких давлений (геодавлений), газогидратных залежах. Они оцениваются величинами, более чем втрое превышающими запасы традиционных газовых месторождений (табл. 1.3) [5]. Имеются и другие оценки ресурсов газа в зонах геодавлений и в виде газогидратов. Однако техническая сложность и экономическая неопределенность в оценках стоимости извлечения нетрадиционных ресурсов газа не позволяют отнести их к категории активных.

Уголь. Запасы угля, добыча которого технически возможна и экономически оправдана, оцениваются в пределах от 3600 до 550—660 млрд. т у.т. [19], а потенциальные ресурсы — от 10 200—12 500 до 4160 млрд. т у.т. [8, 19, 20]. По оценке МИРЭК-ХП, извлекаемые запасы угля составляют 720 млрд. т у.т., а потенциальные ресурсы достигают 10 500 млрд. т у.т. [7]. Необходимо подчеркнуть, что оценка экономических рентабельных запасов угля тесно связана с уровнем мировых цен на нефть, и снижение последних уменьшает конкурентоспособность угля по сравнению с нефтью.

Тяжелые нефти и природные битумы относятся к нетрадиционным видам углеводородного сырья. Вместе с тем по физико-химической характеристике, условиям добычи и переработки тяжелые нефти занимают промежуточное положение между обычными нефтями и природными битумами.

Тяжелые нефти сосредоточены в основном в Канаде (провинция Альберта), где их геологические запасы оцениваются в 12—25 млрд. т, и в нефтяном поясе Ориноко в Венесуэле, имеющем 170—450 млрд. т геологических и от 10 до 135 млрд. т извлекаемых запасов [4, 5]. Запасы тяжелых нефтей в США оцениваются в 19 млрд. т геологических и 0,7 млрд. т разведанных. Разведанные геологические запасы этих нефтей на Ближнем и Среднем Востоке оцениваются в 8—14 млрд. т. Тяжелые нефти уже в настоящее время являются объектом промышленной добычи в Венесуэле, Мексике, США и ряде других стран.

Потенциал жидких углеводородов («синтетической нефти»), содержащихся в битуминозных песках, оценивается от 270 до более 500 млрд. т, а разведанные извлекаемые запасы (без учета стоимости извлечения) — в 70 млрд. т, из которых к экономически рентабельным отнесены 4—30 млрд. т у.т. [5, 20].

Горючие сланцы. Оценки ресурсов как самих горючих сланцев, так и содержащихся в них углеводородов чрезвычайно противоречивы и колеблются от 700 млн. т до 26 трлн. т [4, 5, 21]. Из них к достоверным относятся около 460 млрд. т, из которых современными способами разработки месторождений можно извлечь 30 млрд. т.

По данным Международного газового союза [7], общие ресурсы органических топлив в мире характеризуются значениями, приведенными ниже (млрд. т у.т.):

	Извлекаемые	Дополнительные	Всего
Нефть	136,5	301,5	438,0
Природный газ	108,0	222,0	330,0
Сланцы, тяжелые нефти, природные битумы	129,0	553,5	682,5
Уголь	720,0	10500,0	11220,0
Итого	1083,5	11577,0	12670,5

На долю нефти в извлекаемых запасах приходится 12,6% общих запасов органических топлив, а с учетом дополнительных — всего 3,4% общих ресурсов. Сопоставляя эти данные с современным уровнем мирового потребления нефти, составляющим около 40% общего потребления первичных источников энергии, можно видеть несоответствие уровней потребления нефти и содержанием ее в недрах.

Чтобы представить целостную картину общего мирового энергетического потенциала, попытаемся оценить возможные ресурсы возобновляемых источников энергии. Следует сразу отметить, что если оценки ископаемых топлив существенно раз-

Таблица 1.4. Энергетическая эффективность возможного использования мировых ресурсов урана, приведенная по энерговыработке к условному топливу (млрд. т у.т.)

Показатель	В реакторах на тепловых нейтронах			В реакторах-размножителях на быстрых нейтронах
	без регенерации топлива	с регенерацией топлива и рециклом урана	с повторным использованием плутония	
Ресурсы природного урана:				
разведанные (5 млн. т)	81	118	236	8850
прогнозные (25 млн. т)	405	590	1180	44 250
с использованием запасов урана в мировом океане (2500 млн. т)	40 500	59000	118 000	4 425 000
Удельная энерговыработка, принятая в оценке и отнесенная к 1 т природного урана:				
МВт·сут/т	5500*	8000*	16 000*	600 000**
т у. т./т	16 225	23 600	47 200	1 770 000

* Содержание ^{235}U в природном уране составляет 0,7%, из которых полезно используется 0,5%, а 0,2% остается в отвалах раздельных заводов.

** При суммарных тепловых потерях в топливном цикле около 2%.

личаются, то в оценке возобновляемых источников энергии таких противоречий еще больше, в связи с чем ограничимся рассмотрением лишь нескольких работ [4, 8, 11]. Начнем с атомной энергии, занимающей, как отмечалось, промежуточное положение между ископаемыми топливами и возобновляемыми источниками энергии. Возможная энерговыработка (а, следовательно, замещение органического топлива), получаемая с 1 т природного урана, в зависимости от типа реакторов, организации топливного цикла и повторного использования регенерированного топлива (урана и плутония) может колебаться в весьма широких пределах, что видно из данных, приведенных в табл. 1.4 [11]. Ядерная энергетика на базе реакторов на тепловых нейтронах даже при использовании прогнозных ресурсов урана и повторном использовании плутония может заместить около 1416 млрд. т у.т. органического топлива, что составляет лишь $\approx 11\%$ общих его запасов. Использование урана в реакторах-размножителях на быстрых нейтронах будет эквивалентно 53 трлн. т органического топлива в условном исчислении, что почти в 5 раз превышает всю ресурсную базу органических топлив.

Весьма значительной ресурсной базой обладают возобновляемые источники энергии. Оценка энергетических ресурсов возобновляемых источников энергии приведена ниже (в млрд. т у. т. в год) [8]:

	Потенциальные ресурсы (ресурсная база)	Технический потенциал
Энергия Солнца	72 000*	Нет данных
Гидравлическая энергия	3,6	2,34
Энергия морских приливов и отливов	—	0,5—0,36
Энергия морских волн	—	1,08**
Тепловая энергия океана	72	1,1
Геотермальная энергия***	36—576	2,16***
Энергия ветра	56	1,44

* По оценкам [7, 11] — около 192 000—197 000 млрд. т у. т.

** На 35 тыс. км.

*** Приняты во внимание только районы вулканической деятельности.

Как видно, потенциальные ресурсы этих источников, особенно Солнца, огромны. Однако техническое использование их в силу ряда причин, прежде всего низкой концентрации энергии и неравномерности ее поступления, чрезвычайно сложно. Кроме того, географическое размещение значительной части этих ресурсов, в частности гидроресурсов, ветровой энергии, приливной энергии Мирового океана, в силу удаленности от основных районов потребления также не способствует широкому их внедрению.

Возобновляемые источники энергии могут быть прямо преобразованы в электрическую энергию, а солнечная и геотермальная энергия также в тепловую, что уже нашло практическое применение как в СССР, так и в ряде зарубежных стран. Однако к. п. д. преобразования и экономические показатели производства энергии при использовании большинства этих источников (за исключением гидравлической энергии) уступают в настоящее время получению электрической энергии на базе органических топлив. Поэтому, несмотря на высокий оцениваемый годовой технический потенциал рассмотренных источников энергии — свыше 80% современного мирового потребления энергоресурсов (даже без учета энергии солнечного излучения), общий вклад их в развитие мировой энергетики до конца века будет незначительным. Небольшим будет и вклад биомассы в качестве альтернативного сырья для производства заменителей нефтяных моторных топлив в виде спиртов или биогаза, хотя для отдельных стран, в основном расположенных в тропическом поясе, использование биомассы может играть существенную роль.

1.4. ПОТРЕБЛЕНИЕ ПЕРВИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Динамика мировых тенденций в потреблении и производстве первичных энергетических ресурсов, по данным [7], приведена в табл. 1.5. Развитие мирового энергетического хозяйства рассмотрено в двух вариантах.

Прогнозные оценки энергопотребления в первом варианте базируются на средних темпах прироста валового национально-го продукта (ВНП), составляющих 3,3% в период с 1981 г. по 2020 г., по сравнению с 5% в течение предшествующего двадцатилетия. Второй или «пессимистический» вариант развития мирового энергетического хозяйства основывается на предположении, что средний темп прироста ВНП не превысит 2,3%. Среднегодовые темпы роста энергопотребления приняты в размере 2,3% для первого варианта и 1,7% — для второго.

В соответствии с прогнозом суммарное производство и потребление энергетических ресурсов превысит современный уровень в 1,5—1,7 раза в 2000 г. и в 2,0—2,6 раза в 2020 г. Увеличение мирового производства энергии будет происходить при снижении доли нефти с 43% в 1980 г. до 30—32% в 2000 г. и 21—23% в 2020 г.

Данные по прогнозу мирового потребления энергетических ресурсов, сделанные на МИРЭК-ХII (см. табл. 1.5), были практически подтверждены на МИРЭК-ХIII. Так, Институтом энергетики Великобритании масштабы энергопотребления в мире на 2000 г. оцениваются в 14,3—16,5 млрд. т у. т. Энергетический институт Кельнского университета прогнозирует уровень потребления в пределах 12,4—16 млрд. т у. т. «Вилка» роста валового национального продукта на 1985—2000 гг. в большинстве опубликованных прогнозов для развитых капиталистических стран составляет 2—3,5%, а для развивающихся стран — 2,7—5,0% в год. По оценке советских специалистов А. А. Бесчинского и И. А. Башмакова [22], мировое потребление первичных коммерческих энергетических ресурсов будет увеличиваться на 1,8% в год в период 1985—2020 гг. и составит 14 млрд. т у. т. в 2000 г. и 18,4 млн. т у. т. в 2020 г., а вероятный вариант структуры мирового энергетического баланса может быть представлен следующим образом (числитель — млрд. т у. т., знаменатель — %):

	1985 г.	2000 г.	2020 г.
Твердое топливо	2,98/30,2	4,20/30,0	6,1/33,7
Жидкое топливо	3,77/38,2	4,60/32,9	3,9/21,2
Природный газ	2,00/20,3	2,90/20,7	3,5/19,0
Гидравлическая энергия	0,68/6,9	0,90/6,4	1,4/7,6
Атомная энергия	0,41/4,2	1,15/8,2	2,5/13,8
Новые источники энергии	0,02/0,2	0,25/1,8	1,0/5,4
Итого	9,86/100,0	14,00/100,0	18,4/100,0

Таблица 1.5. Прогноз мирового потребления и производства первичных энергетических ресурсов в период до 2020 г.

Числитель — млн. т у. т., знаменатель — %.

Источник энергии	1980 г.	2000 г.		2020 г.	
		вариант I	вариант II	вариант I	вариант II
Мировое потребление ПЭР					
Уголь	2620	4650	4000	8100	6250
	27,2	27,7	27,6	31,5	31,7
Нефть	3780	4850	4000	5100	3500
	39,4	28,9	27,2	19,9	17,8
Природный газ	1860	3100	3100	4500	3450
	19,4	18,5	17,6	17,5	17,5
Гидравлическая энергия	300*	1000	900	1950	1450
	3,1	6,0	6,2	7,6	7,4
Атомная энергия	—	1400	1150	3300	2350
		8,3	7,9	12,9	11,9
Новые источники энергии	10	500	400	1450	1150
	0,1	2,9	2,8	5,6	5,8
Некоммерческие источники энергии**	1050	1300	1500	1300	1550
	10,9	7,7	10,3	5,0	7,9
Итого	9620	16800	14500	25700	19700
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Мировое производство ПЭР

Уголь	2620 25,3	4750 26,8	4100 27,0	7900 29,7	6200 30,1
Нефть	4500 43,5	5650 31,9	4550 29,9	6000 22,6	4350 21,1
Природный газ	1870 18,1	3150 17,8	2600 17,1	4700 17,7	3500 17,0
Прочие источники энергии	1360 13,1	4150 23,8	3950 26,0	8000 30,0	6550 31,8
Итого	10350 100,0	17700 100,0	15200 100,0	26600 100,0	20600 100,0

* Суммарное потребление гидравлической и атомной энергии.

** Дрова, торф, отходы сельскохозяйственного производства и др.

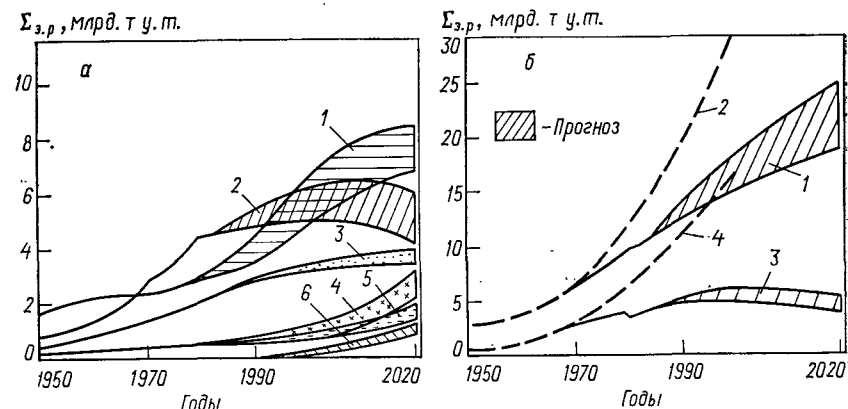


Рис. 1.2. Динамика мирового потребления первичных энергетических ресурсов $\Sigma_{з.р.}$ по видам сырья (а) и суммарного (б):

а) 1 — уголь; 2 — нефть; 3 — газ; 4 — атомная энергия; 5 — гидроэнергия; 6 — новые виды энергии;
б) 1 — суммарное потребление первичных энергетических ресурсов по современным оценкам; 2 — то же, по прогнозам до нефтяного кризиса; 3 — потребление нефти по современным оценкам; 4 — то же, по прогнозам до нефтяного кризиса

С учетом этих прогнозов на рис. 1.2 показана динамика потребления отдельных видов энергетических ресурсов («вилка» прогнозов на рис. а) и динамика суммарного мирового потребления энергетических ресурсов за 1950—1985 гг. и прогноз до 2020 г. (рис. б). Следует обратить внимание на то, что если верхняя граница «вилки» прогноза предполагает увеличение добычи и потребления нефти на 2000—2020 гг., то нижняя граница — стабилизацию ее добычи в 2000 г. и снижение к 2020 г. Такие различия обусловлены тем обстоятельством, что на добычу и потребление нефти влияет большая группа экономических и политических факторов, иногда действующих в противоположных направлениях. Центральным фактором остается динамика цен на нефть. Как известно, после семикратного повышения цен на нефть за период 1973—1980 гг. в начале 80-х годов они снизились с 248 долл/т в 1980 г. до 60—73 долл/т в первой половине 1986 г.*. Это обусловлено падением спроса на нефть, вызванным следующими основными причинами: принятыми во многих странах мерами по экономии и замещению нефти и нефтепродуктов другими энергоносителями; структурной перестройкой экономики, направленной на снижение выпуска продукции наиболее нефтеемких и энергоемких производств; экономическим спадом производства, поразившим большинство развитых капиталистических стран. Особо важное значение имели принятые во многих странах меры по экономии и замещению

* В 1987 г. цена на нефть подскочила до 131 долл/т.

нефтепродуктов, в первую очередь в производстве электроэнергии, промышленности и быту, на другие источники энергии — ядерную энергию, уголь, природный газ. Важную роль в структурной перестройке энергетического баланса развитых капиталистических стран, приведшей к сокращению потребления нефти, сыграло углубление переработки последней.

Наряду с факторами, действующими в сторону снижения цен и объемов добычи и потребления нефти, необходимо отметить и факторы, действующие в противоположном направлении. Среди них важнейшим является рост населения, численность которого прогнозируется на 2000 г. на уровне 6 млрд. человек. Как ожидается, рост будет происходить главным образом за счет развивающихся стран. Если сейчас в этих странах сосредоточено около 75% населения планеты и 25% мирового энергопотребления, то к 2020 г. эти показатели составят соответственно 80 и 40%. При этом доля нефти в общей структуре энергетического баланса развивающихся стран возрастет с 28 до 30%, а абсолютные масштабы ее потребления увеличатся с 500 млн. т в настоящее время до 1,5 млрд. т в 2000 г. и до 1,3—2,3 млрд. т в 2020 г.

Очевидна условность прогноза, при составлении которого предполагалось, что развивающиеся страны способны решить проблемы платежного баланса при утроении потребления нефти, а промышленно развитые капиталистические страны смогут обеспечить необходимые масштабы нефтесбережения и развития альтернативных энергетических технологий.

Существенным фактором, сдерживающим снижение цен на нефть, служит также соотношение цен на оборудование и материалы, импортируемые развивающимися нефтедобывающими странами, и экспортируемые нефть и другие виды сырья. При этом наблюдается тенденция к повышению цен на экспортируемые промышленно развитыми капиталистическими странами промышленные товары [23, 24].

Ведущие нефтяные компании западных стран прогнозируют умеренный рост потребления нефти на период до 2000 г. в размере 0,8—1,0% в год, практическую стабилизацию или незначительный рост реальных цен на нефть по отношению к уровню 1983 г.

В соответствии с этими прогнозами уровень среднемировой цены на нефть (в долларах 1983 г.) может составить 220—290 долл/т. Обоснованность такой цены подтверждается двумя уровнями «замыкающих» или «предельных» затрат на нефть: стоимостью наиболее дорогой нефти, добываемой на месторождениях Северного моря, которая не превышает 182 долл/т, и стоимостью производства синтетического жидкого топлива из альтернативного сырья (угля, сланцев и т. п.), которая оценивается примерно в размере 290—360 долл/т [7]. Прогнозируемый

уровень цены на нефть находится между этими значениями, что, с одной стороны, отдаляет массовое производство синтетических жидких топлив за пределы 2000 г., а с другой, создает необходимые предпосылки и обеспечивает запас времени для разработки и опытно-промышленной проверки необходимых технологий и оборудования для их производства.

Примерно такая же политика в области ценообразования на нефть проводится Саудовской Аравией, долгосрочные планы которой предусматривали три этапа изменения цен на нефть: 1) период умеренного снижения цен и их стабилизации на уровне 204 долл/т, что соответствует справочным ценам 1985 г.; 2) период стабилизации цен при постоянном курсе доллара; 3) период повышения цен к концу столетия до уровня цен на искусственное жидкое топливо, исходя из затрат на его получение [25].

Сопоставляя данные по прогнозам добычи, производства и потребления нефти и других первичных источников энергии (см. табл. 1.5) с приведенными выше ресурсами органических топлив, ядерной и возобновляемых источников энергии, можно сделать следующие выводы.

Суммарная накопленная добыча нефти за период 1986—2020 г. может составить 67—75 млрд. т у.т. к 2000 г. и 160—200 млрд. т у.т. к 2020 г. при достоверных запасах 137 млрд. т у.т. и дополнительных ресурсах 302 млрд. т у.т. Это потребует открытия к 2020 г. месторождений нефти с общими извлекаемыми запасами промышленных категорий в объеме не менее 25—65 млрд. т. Таким образом, после 2020 г. в недрах может остаться еще 240—280 млрд. т у.т. ресурсов нефти.

Общее производство и потребление органических топлив за 1986—2020 гг. (включая нефть) может быть оценено в объеме 170—200 млрд. т у.т. к 2000 г. и 510—580 млрд. т у.т. к 2020 г. При таком уровне потребления в мире будет исчерпано около половины достоверных извлекаемых запасов органического топлива или 4—5% к общим его ресурсам. При этом в недрах Земли останется еще свыше 12 трлн. т ископаемого топлива в условном исчислении, что свидетельствует о возможности удовлетворения потребности мировой энергетики практически для любого обозримого перспективного периода. Развитие использования атомной энергетики и возобновляемых ресурсов в энергетическом балансе еще больше расширяют и укрепляют энергетическую базу человечества.

Очевидно, что при практически неограниченной ресурсной базе органического топлива и достаточно ограниченных ресурсах нефти вовлечение доступных альтернативных источников энергии для замещения нефти в ряде областей может быть осуществлено лишь на экономической основе, предопределяющей сроки, масштабы и темпы такой замены.

ГЛАВА 2

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

2.1. ОБЪЕМЫ И СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

Развитие мировой экономики сопровождалось высокими темпами потребления первичных источников энергии, особенно нефти. Если общее использование энергии в период с 1900 по 1980 гг. увеличилось в 10 раз (с 0,7 до 7 млрд. т н.э.), то нефти — в 150 раз (с 0,02 до 3 млрд. т н.э.), а ее доля в мировом энергетическом балансе с 2,8% в 1900 г. поднялась до 43% в 1980 г. [2, 5]. Столь быстрому повышению роли нефти в обеспечении энергетических и других потребностей мировой экономики способствовал ряд факторов.

Во-первых, уникальные физико-химические свойства нефти по сравнению с другими известными источниками сырья позволяют комплексно использовать продукты ее переработки в виде: высококачественных моторных и котельно-печных топлив — около 89% мирового потребления нефтепродуктов; сырья для химической и нефтехимической промышленности — около 6% мирового потребления нефтепродуктов; продукции нетопливного назначения — смазочных масел, дорожного и строительного битума, электродного кокса и др. — около 5% мирового потребления нефтепродуктов [26].

Во-вторых, рост спроса на нефть послужил побудительным толчком к научно-техническому прогрессу в области нефтяной геологии и разведки, бурения, технологии добычи нефти; в результате, в период с начала века по 60-е годы открыты и вовлечены в промышленную разработку крупнейшие месторождения нефти на Ближнем и Среднем Востоке, в Африке и Латинской Америке, в США и СССР с относительно низкими затратами на ее добычу и транспорт.

В-третьих, высокая объемно-массовая концентрация энергии нефтяного топлива в сочетании с техническими достижениями в трубопроводном, железнодорожном, морском и речном транспорте обусловили более низкие транспортные затраты по сравнению с транспортом других первичных источников энергии и позволили доставлять нефть в места, удаленные от районов ее добычи на тысячи километров.

При доставке эквивалентного количества энергии на одинаковое расстояние по трубопроводам транспорт нефти по приведенным затратам в 4—6 раз дешевле транспорта природного газа, а при морском транспорте — соответственно в 7 раз (транспорт газа осуществляется в сжиженном виде

на танкерах-метановозах). Так, транспорт нефти от Персидского залива до Японии обходится в 6,2 долл/т, сжиженного нефтяного газа — в 28,2 долл/т, сжиженного природного газа (в нефтяном эквиваленте) — в 44 долл/т [4].

В-четвертых, развитие технологических процессов и схем переработки нефти позволяло гибко реагировать на требования потребителей в отношении изменения объема, ассортимента и качества нефтепродуктов, а совершенствование транспортно-сбытовой инфраструктуры создавало необходимые удобства для потребителей.

И, наконец, решающий фактор, определивший высокие темпы роста потребления нефти особенно в период 50-х — начала 70-х годов (до 1973 г.), — низкие мировые цены на нее, сформированные в основном на базе издержек добычи нефти на Ближнем и Среднем Востоке. Так, если в 1961 г. отношение цен на нефть к ценам на уголь составляло (в %) — во Франции — 98,6, в ФРГ — 84,5, в США — 96,9, то в 1971 г. оно стало равно соответственно 65,4, 60,1 и 55,4 [5]. Для сравнения можно сказать, что в СССР на конец 60-х и начало 70-х годов соотношение затрат на прирост добычи нефти и угля составляло 46—38%, т. е. прирост добычи нефти обходился в 2—2,5 раза дешевле, чем угля [3].

Последующий в 1973—1974 гг. и 1979—1981 гг. рост цен на нефть и другие экономические и политические факторы привели к замедлению темпов роста потребления нефти в 1973—1979 гг. и снижению ее расхода в 1980—1985 гг. В наименьшей степени эти процессы коснулись социалистических и развивающихся стран. В то же время в развитых капиталистических странах, особенно в Западной Европе, масштабы нефтепотребления резко снизились. В рамках ОЭСР это сокращение за период 1973—1985 гг. составило 365 млн. т.

Ниже показана динамика потребления нефти в отдельных странах и регионах (в млн. т) [26]:

	1973 г.	1980 г.	1985 г.	Прирост (+), сокращение (—)
Западная Европа	740	670	560	—180
Северная Америка	880	865	770	—110
Латинская Америка	160	210	215	+55
Африка	50	75	80	+30
Ближний и Средний Восток	60	85	90	+30
Азиатско-Тихоокеанский регион	410	430	415	+5
в том числе Япония	275	240	210	—65
Прочие страны	500	665	645	+145
Всего в мире	2800	3000	2775	—25

Динамика и структура потребления нефти по основным секторам экономики — на транспорте, в промышленности, электроэнергетике, сфере услуг и торговле, жилищно-бытовом — носят

различный характер для разных стран в зависимости от уровня их экономического развития, наличия собственных, тех или иных источников энергии, социально-экономических условий и других факторов. В первой половине 80-х годов за счет нефти покрывалось около 48% потребности капиталистических стран в энергии, в том числе на транспорте — 99%, в промышленности — 38%, в коммерческом и коммунально-бытовом секторе — 36% и в электроэнергетике — 14% [27].

Увеличение цен на нефть послужило главным фактором в развитии энергосберегающей политики и технологии во всех сферах энергетического хозяйства — добыче, преобразовании и потреблении топлива. Общей тенденцией в структуре потребления нефти в мировом энергетическом хозяйстве является снижение доли ее потребления в качестве котельно-печного топлива и увеличение — в качестве транспортного моторного топлива и нефтехимического сырья (в млн. т) [26]:

	1973 г.	1980 г.	1985 г.	2000 г.
Транспорт	1005	1160	1200	1650 ÷ 1850
в том числе автомобильный	695	835	890	1250 ÷ 1400
Котельно-печное топливо (в том числе для нужд нефтепереработки)	1530	1545	1280	925 ÷ 1100
Нефтехимия	130	156	165	275 ÷ 350
Другие неэнергетические направления использования (масла смазочные, битум и прочие)	135	140	130	150 ÷ 200
Итого	2800	3000	2775	3000 ÷ 3500

Объемные и структурные изменения в потреблении моторных топлив обусловлены расширением транспортных, промышленных, сельскохозяйственных и других работ, осуществляемых моторной техникой с двигателями внутреннего сгорания. За последнее десятилетие суммарная мощность автомобильных двигателей в мире увеличилась в 1,5 раза и превышала в середине 80-х годов мощность всех электростанций в 8 раз [28]. По нашей оценке энергетическая мощность всего парка моторной техники в СССР также превышает установленную мощность электростанций страны более чем в 6 раз.

Проблема обеспечения потребности народного хозяйства в моторных топливах носит сложный и межотраслевой характер. Схема функционально-производственных связей отраслей народного хозяйства — основных потребителей моторных топлив с двигателестроением и производством моторных топлив — приведена на рис. 2.1. Структура и выпуск технических средств с ДВС являются функцией от потребности народного хозяйства в различных видах перевозок (грузовых, пассажирских), которые в свою очередь дифференцируются по видам транспорта — ав-

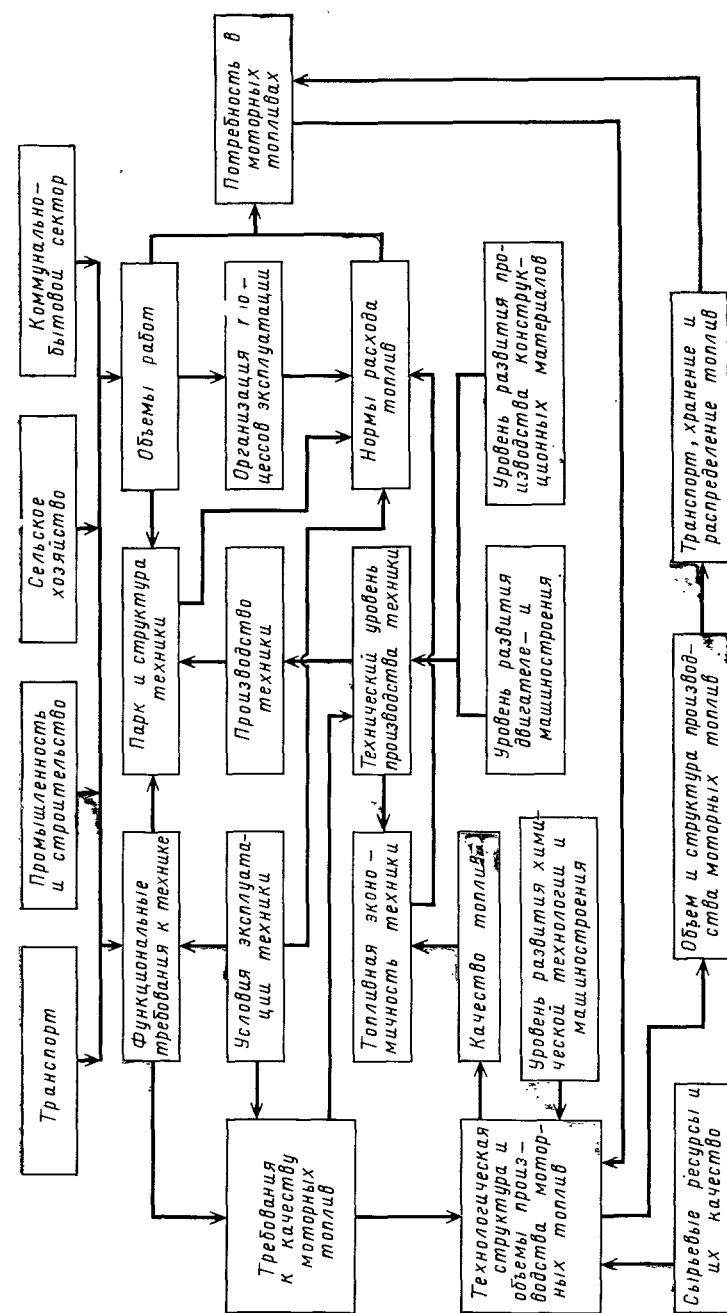


Рис. 2.1. Функционально-производственные связи по обеспечению потребности отраслей народного хозяйства в моторных топливах для техники с ДВС

томобильный, железнодорожный, водный, воздушный, а также различных работ — сельскохозяйственных, мелиоративных, промышленно-строительных и т. п. В результате формируются требования к структуре парка технических средств различного назначения: транспортных — автомобилей, воздушных, морских, речных судов, тепловозов; сельскохозяйственных и промышленно-строительных машин и механизмов — тракторов, комбайнов, дорожно-строительных и подъемно-транспортных машин и механизмов, дизель-генераторов и т. д.

В зависимости от функционального назначения и условий эксплуатации техника комплектуется двигателями внутреннего сгорания с разными технико-эксплуатационными параметрами и мощностью — карбюраторными, дизельными, воздушно-реактивными, газотурбинными. В результате определяется объем потребления моторных топлив по их видам и качественной характеристике — автомобильные и авиационные бензины, реактивные, дизельные, моторные (для тихоходных дизелей), газотурбинные топлива. Качественные требования к этим топливам функционально зависят от условий эксплуатации техники, в том числе природно-климатических, и степени форсирования двигателей. Потребность в моторных топливах даже при условии роста объемов работ и парка технических средств может быть снижена за счет улучшения топливной экономичности двигателей и технических средств (снижения их массы, улучшения аэродинамики и т. п.).

В свою очередь технико-эксплуатационные параметры ДВС и их топливная экономичность определяются как техническим уровнем развития двигателестроения и машиностроения (автомобильного, авиационного, судостроения, сельскохозяйственного, транспортного машиностроения и др.), так и развитием промышленности по производству конструкционных материалов и комплектующих изделий (черная и цветная металлургия, производство пластических масс, резиновых технических изделий, каучуков, шин и т. д.).

Важная роль в снижении расхода топлива принадлежит эффективной организации рабочих процессов эксплуатации техники с ДВС: рациональной организации грузо- и пассажиро-перевозок, повышению коэффициентов грузоподъемности и пассажироместности, сокращению порожних пробегов, рациональной организации механизированных работ в сельскохозяйственном производстве и т. д. Взаимосвязь условий эксплуатации техники с ДВС, их топливной экономичности и качества топлива находит конечное отражение в эксплуатационных нормах расхода топлива.

Объем, структура и качество потребляемых моторных топлив формируют требования к масштабам и технологической струк-

туре их производства, а также к развитию транспортно-распределительной инфраструктуры: нефтебазам и заправочным станциям, специализированному подвижному железнодорожному, водному и автомобильному составу, нефтепродуктопроводному транспорту. Правомерность излагаемых положений рассмотрена применительно к мировым тенденциям по объему и структуре потребления моторных топлив, развития автомобилестроения, требований к качеству топлив и технологической структуре мощностей по переработке нефти.

Обеспечение потребности энергонасыщенного парка моторной техники, ориентированного на применение нефтяных топлив, — одна из сложнейших задач отечественной и мировой энергетики. Здесь требуются значительные капитальные, эксплуатационные и трудовые затраты в разведку, добычу, транспорт и переработку нефти, создание распределительной сети нефтеснабжения. Основная доля этих затрат приходится на добычу и переработку нефти. По оценке Международного банка развития и реконструкции для обеспечения динамики роста добычи нефти в развивающихся странах в 1985, 1990 и 1995 гг. в 1068, 1253 и 1385 млн. т соответственно потребуется за период 1982—1992 гг. освоить 452,2 млрд. долл. капитальных вложений (в ценах 1982 г.). Капитальные вложения на разведку и разработку нефтяных месторождений в США в 1986 г. были на уровне 23,6 млрд. долл., а в нефтеперерабатывающую промышленность — 1,4 млрд. долл. Общие капитальные вложения в нефтеперерабатывающую промышленность капиталистических стран в 1986 г. превышали 10 млрд. долл. [29]. Исходя из структуры потребления нефтепродуктов, можно отметить, что более половины средств, вкладываемых в развитие нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, приходится на моторные топлива, большая часть которых потребляется автомобильным транспортом. Особенно это характерно для США, где на его долю приходится около 84% общего расхода моторных топлив. В автомобилестроении США потребляется около 70% натурального и 59% синтетического каучуков, 15% — всей стали, 46% — ковкого чугуна, 21% — цинка, 62% — свинца, 40% — платины. Около 12,5 млн. чел., или каждый шестой, занятый в промышленности США, прямо или косвенно связан с автомобилестроением и автомобильным транспортом [30].

На долю авиации в США приходится 13%, а на долю железнодорожного транспорта — 3% общего потребления моторных топлив. В Западной Европе из общего расхода моторных топлив на долю автомобильного транспорта приходится 82%, авиации — около 10%, железнодорожного и внутреннего водного транспорта — около 4%. В Японии доля автомобильного транспорта в общем потреблении моторных топлив составляет около 76%, авиационного — 5%, внутреннего водного транспорта —

11% и железнодорожного — 6% [27]. В СССР также около 70% потребляемых транспортом моторных топлив приходится на автомобильный. Таким образом, автомобильный транспорт — наиболее крупный потребитель моторных топлив, и его развитие во многом определяет общую тенденцию в объемах и структуре потребления нефтепродуктов.

В связи с этим в ведущих капиталистических странах — крупных продуцентах автомобилей — в период энергетического кризиса был широко развернут комплекс научно-технических работ по повышению топливной экономичности двигателей и автомобиля в целом. Эти работы ведутся в следующих основных направлениях: повышение эффективного к. п. д. двигателя и трансмиссии, снижение собственной массы автомобиля, применение электронной системы контроля режима работы двигателя, уменьшение аэродинамического сопротивления, снижение сопротивления качению. Большое значение придается также мастерству вождения автомобиля, качеству автомобильных дорог и оптимальной организации рабочих процессов при эксплуатации.

Научно-технические достижения в автомобилестроении в сочетании с законодательными мерами, принятыми в ряде стран и направленными на повышение топливной экономичности новых моделей автомобилей, привели к значительному снижению расхода топлива на единицу пробега. Так, в США с 1975 по 1985 гг. средний расход топлива новым легковым автомобилем по сумме городского и загородного движения снизился с 14,9 до 8,65 л на 100 км. Это улучшение на одну треть явилось результатом снижения массы автомобиля (с 1841 до 1398 кг) и на две трети — совершенствования автомобиля и двигателя [31]. Ожидается к 1995 г. снижение средней массы легковых автомобилей в США до 1140 кг за счет применения пластических масс и других облегченных конструкционных материалов, при этом расход бензина на 100 км пробега составит в 1990 г. — 6,72 л и в 2000 г. — около 6 л [32].

Предполагается, что в рассматриваемый перспективный период общее снижение суммарного путевого расхода топлива будет обеспечено: на 30% за счет уменьшения размеров и массы автомобилей, на 20% — за счет применения облегченных конструкционных материалов, на 15% — за счет повышения экономичности ДВС, на 10% — за счет повышения аэродинамических качеств автомобиля, на 10% — за счет повышения эффективности трансмиссии, на 5% — за счет снижения сопротивления качению шин и на 10% — за счет других факторов и мероприятий. Таким образом, важная роль в повышении топливной экономичности автомобиля отводится снижению его собственной массы. По имеющимся оценкам, снижение массы автомобиля на 100 кг дает экономию топлива в размере 6—7%. В США, Японии и

западноевропейских странах все большее распространение получают переднеприводные автомобили малого и среднего классов. Так, в США в 1985 г. в общем объеме реализации доля переднеприводных автомобилей достигла 75%.

Важным резервом экономии топлива на автомобильном транспорте является дизелизация, позволяющая снизить удельный расход топлива на 25—30%, хотя последние усовершенствования карбюраторных двигателей, осуществленные за рубежом, свели эту разницу до 15—20%. В связи с этим, а также учитывая более высокую стоимость дизельных двигателей (по зарубежным оценкам, она выше карбюраторного одинаковой мощности в два раза) и большую сложность технического обслуживания их, начиная с 1981 г., темпы продажи дизельных автомобилей, особенно легковых и малотоннажных грузовиков, снизились. Если в конце 70-х и начале 80-х годов доля дизельных автомобилей в общем объеме продажи легковых автомобилей в США составляла 5—7%, то в 1985 г. она снизилась до 3% [31].

Тем не менее за период с 1970 по 1980 гг. мировое производство дизелей возросло до 8 млн. шт. в год; из них дизели легковых автомобилей составляют 23%, грузовых автомобилей — 41%, железнодорожного транспорта и сельского хозяйства — 16% и стационарные установки — 20% [33], а общее число автомобилей с дизельными двигателями составило 30 млн. шт. [22]. Применение дизельных двигателей предпочтительнее на грузовых автомобилях средней и большой грузоподъемности. В связи с увеличением выпуска крупнотоннажных грузовых автомобилей с дизельными двигателями и некоторым увеличением парка дизельных легковых автомобилей ожидается, что потребление дизельного топлива для нужд мобильной энергетики в США возрастет с 72 млн. т в 1980 г. до 100 млн. т в 1990 г., причем доля, потребляемая грузовыми автомобилями, составит 63%, легковыми — 15%, сельскохозяйственной техникой — 10%, а остальное количество — прочими потребителями. В странах Западной Европы за этот же период потребление дизельного топлива возрастет с 60 до 80 млн. т [33].

Несмотря на повышение топливной экономичности автомобилей, рост их численности будет опережать возможные размеры экономии топлива за счет снижения удельных расходов. Предполагается, что автомобильный парк в период до 2000 г. будет ежегодно увеличиваться на 10 млн. автомобилей и составит в 1990 г. около 420 млн., а в 2000 г. возрастет до 520 млн.

Столь интенсивный рост автомобильного парка обуславливает как общий рост потребления моторных топлив, так и повышение их удельного веса в общем объеме потребления нефти. Динамика роста мирового автомобильного парка такова (в млн. шт.) [34]:

	1960 г.	1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.
Всего автомобилей*	120	230	320	420	520
в том числе:					
легковые	90	170	245	320	400
грузовые	27	42	62	82	102

* Без учета автобусов и специальных автомобилей.

В прогнозе фирмы «Data Resources» рассматриваются перспективы развития энергетики Западной Европы на период до 2005 г. с учетом происшедшего в 1986 г. снижения цен на нефть [35]. Отмечается, что потребление энергии на транспорте будет расти в среднем на 1,5% в период с 1985 по 1990 гг. и на 0,9% с 1990 по 2000 гг. Потребность в бензине стабилизируется или снизится в период 1985—1990 гг., затем увеличится в середине 90-х годов по мере расширения спроса на неэтилированный бензин, и к концу прогнозируемого периода ожидается его спад. Потребность в дизельном топливе к концу 80-х годов возрастет на 3%, затем до 1995 г. прирост потребления снизится до 1,6%, а в 1995—2005 гг. — до 1%. Прогнозируется снижение расхода котельного топлива для электроэнергетики и промышленных нужд и некоторый рост спроса на дистиллятные печные топлива в бытовом и коммерческом секторах. Увеличение потребления нефти произойдет главным образом в области производства моторных топлив и сырья для нефтехимической промышленности.

Прогнозируемые на период до 1995 г. объемы и структура мирового потребления нефтепродуктов в целом [36] показывают, что при общей стабильной структуре потребления бензинов — на уровне 28,2—28,6% (включая широкую бензиновую фракцию для нефтехимии) к общему объему потребления нефтепродуктов — суммарное потребление средних дистиллятов — керосина, реактивного и дизельного топлив — возрастет с 32,2% в 1984 г. до 34,8% в 1995 г. Общая структура и динамика потребления нефтепродуктов изменится следующим образом (в млн. т):

	1984 г.	1990 г.	1995 г.
Автомобильный бензин	648,0	633,8	628,1
Широкая бензиновая фракция*	155,0	220,0	270,0
Керосин	104,2	116,8	131,9
Реактивное топливо	103,1	113,6	123,2
Дизельное топливо	693,5	775,2	837,6
Мазут	710,4	743,2	749,9
Прочие нефтепродукты	430,3	426,4	399,3
Итого	2844,5	3029,0	3140,0

* Оценка по данным [26].

Как видно, общей тенденцией является изменение структуры потребления моторных топлив в сторону опережающего роста спроса на средние дистилляты. В то же время в США, За-

падной Европе и Японии не все вырабатываемые дизельные топлива и керосин используют в качестве моторных топлив. Значительная их часть расходуется в качестве бытового котельно-печного топлива, что связано с преобладанием коттеджной застройки и слабо развитым централизованным теплоснабжением. Так, по имеющимся оценкам, в США и Японии около половины дизельных топлив потребляется транспортом, а остальное — идет в печное топливо и на другие нужды; в Западной Европе для отопления расходуется почти $\frac{2}{3}$ вырабатываемых среднестиллятных топлив. В Японии из 23 млн. т керосинов, выработанных в 1985 г., только 3 млн. т использовалось в качестве авиационного топлива, остальное количество — в качестве бытового топлива [37]. Таким образом, в этих странах имеются резервы в увеличении потребления среднестиллятных моторных топлив за счет сокращения их потребления как котельно-печных.

Проблема увеличения производства авиационных и дизельных топлив актуальна и для СССР. Начата широкомасштабная дизелизация автомобильного транспорта и высокими темпами растут перевозки воздушным транспортом. В соответствии с решениями XXVII съезда КПСС доля дизельных грузовых автомобилей и автопоездов составит в 1990 г. 40—45% общего выпуска, а доля грузооборота, осуществляемого грузовыми автомобилями, составит 60%. Пассажиروоборот воздушного транспорта должен возрасти на 17—19%, а удельный расход топлива снизится на 3—5% [38]. В связи с этим потребление дизельного и авиационного топлив в нашей стране также будет расти быстрыми темпами и в условиях намечающейся стабилизации объемов переработки нефти не может быть обеспечено производством только за счет извлечения соответствующих топливных фракций от их потенциального содержания в нефти, а требует развития вторичных процессов. Обеспечение требуемого соотношения производства бензинов, реактивных и дизельных топлив может быть достигнуто за счет оптимизации качества топлив, структурной адаптации технологических схем производства нефтепродуктов с целью углубления переработки нефти с одновременным расширением производства средних дистиллятов и применения альтернативных топлив.

2.2. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

В течение длительного периода эксплуатации двигателей внутреннего сгорания на различных видах техники — автомобилях, морских и речных судах, воздушных аппаратах, промышленных и сельскохозяйственных тракторах и т. д. — сформировались определенные требования к качеству моторных топлив в зависимости от их назначения и условий применения. Эти требования

непрерывно менялись под влиянием совершенствования ДВС, расширения сфер их применения, наличия ресурсов нефти и оказывали определенное, часто решающее значение на развитие процессов и схем переработки нефти. Традиционно ДВС были ориентированы на использование нефтяных топлив, что органически составило триаду «двигатель — топливо — НПЗ». Изменение технико-эксплуатационных параметров двигателей сопровождалось изменением качественных характеристик топлив (и смазочных материалов также), что, в свою очередь, вело к разработке соответствующей технологии производства нефтепродуктов.

Так, увеличение степени сжатия в карбюраторных двигателях вызвало ужесточение требований к детонационной стойкости бензинов (росту его октанового числа). Это стимулировало развитие процессов в нефтеперерабатывающей промышленности, целенаправленных на повышение октановых чисел авиационных и автомобильных бензинов — вначале термического, а затем и каталитического риформинга, полимеризации, алкилирования, изомеризации и др. Развитие и техническое совершенствование этих процессов органически связаны с ростом требований к октановой характеристике бензинов. Надежность и долговечность карбюраторных, дизельных и реактивных двигателей в значительной мере зависят от наличия в составе топлив сернистых, азотистых и других гетероатомных природных соединений. Для удаления этих соединений были разработаны и получили широкое распространение процессы гидроочистки топливных фракций — бензиновых, керосиновых, дизельных. В результате гидрооблагораживания снижается содержание гетероатомных соединений и ненасыщенных углеводородов, что повышает химическую и термическую стабильность топлив, надежность и ресурс работы двигателя.

Необходимость оптимизации качества моторных топлив обусловлена также ограниченностью мировых запасов нефти и ростом ее стоимости. Важным фактором являются объемные и структурные изменения в потреблении моторных топлив. Решение проблемы сбалансированности потребления и производства различных видов моторных топлив может быть достигнуто за счет углубления переработки нефти и оптимизации качества моторных топлив. Первое направление является генеральной линией развития нефтеперерабатывающей промышленности и связано с разработкой гибких технологических схем глубокой переработки нефти на основе развития термokatалитических процессов переработки нефтяных остатков. Второе направление связано с изменением тех показателей качества топлив, которые сдерживают увеличение их отбора от нефти (например, фракционный состав, вязкость, температура застывания). Эффективность оптимизации качества моторных топлив будет оправдана,

если не вызовет значительных дополнительных затрат в создание и эксплуатацию двигателей и не приведет к ухудшению их топливной экономичности по сравнению с возможным расширением ресурсов производства. В связи с этим под оптимизацией качества моторных топлив следует понимать обеспечение экономически и технически обоснованных требований потребителей к объемам и структуре производства моторных топлив при том уровне качества, которое характеризуется минимальными народнохозяйственными затратами (приведенными и энергетическими) на их производство и применение. Должна также учитываться и экологическая эффективность оптимизации качества, актуальность которой возрастает по мере увеличения загрязнения окружающей среды.

Требования к качеству и эксплуатационным свойствам моторных топлив детально рассмотрены в работах [40, 41], поэтому здесь целесообразно остановиться на перспективных и оптимизационных требованиях, которые возникли за последнее время.

Многие требования к качеству моторных топлив — плотности, вязкости, удельной теплоте сгорания, фракционному, элементному и углеводородному составу — связаны между собой. Для каждого параметра должен быть найден оптимальный уровень, взаимоувязанный с совокупностью всех физико-химических и эксплуатационных свойств товарного моторного топлива.

Важнейшей качественной характеристикой автомобильных бензинов является октановое число. Повышение степени сжатия в двигателях позволяет увеличить их мощность и к. п. д., уменьшить расход топлива. Но повышение мощностных и экономических показателей двигателя возможно лишь за счет увеличения октанового числа бензинов. По данным [41, 42], увеличение октанового числа автомобильного бензина на единицу позволяет снизить его удельный расход в двигателе на 1,3—1,5%, что ведет к улучшению топливной экономичности автомобилей.

В Японии основную долю в потреблении автомобильных бензинов (около 98%) составляет регулярный с октановым числом 90—91 (исследовательский метод); в США на его долю приходится свыше 80%, в то время как в наиболее крупных западноевропейских странах (Англии, Италии, Франции, ФРГ) преобладающую долю в потреблении (80% и выше) составляют премиальные бензины (октановое число по исследовательскому методу 97—99).

С середины 70-х годов ужесточились требования к автомобильным бензинам с позиций охраны окружающей среды. На автомобилях стали устанавливать каталитические дожигатели отработавших газов и начали вводить ограничения по содержанию свинцовых антидетонаторов (ТЭС) в бензинах. Причиной

отказа от применения свинцовых антидетонаторов является токсичность образующихся продуктов сгорания и отравление катализаторов дожигателей. Подсчитано, что ежегодно в атмосферу выбрасывается более 250 тыс. т свинца в виде аэрозолей [41].

В США и Западной Европе за последние годы принят ряд законодательных решений, направленных на снижение содержания свинца в бензине и переход на производство и применение неэтилированных бензинов, начиная с 1990 г. [29, 43]. В ЕЭС принято также решение [44], регламентирующее предельное содержание кислородсодержащих высокооктановых добавок в товарных бензинах [в % (об.)]:

	Допустимое/максимальное
Этанол	5/5
Метанол с добавкой стабилизатора	3/3
Изопропанол	5/10
трет-Бутанол	7/7
Изобутанол	7/10
Эфиры C ₅ и выше	10/15
Прочие кислородсодержащие соединения	7/10
Смеси кислородсодержащих соединений (в расчете на кислород)	2,5/3,7

Требования по предельно допустимой концентрации кислородсодержащих соединений (до 3,7% в пересчете на кислород) совпадают также с требованиями Агентства по охране окружающей среды США о введении нового показателя качества бензинов — индекса летучести. В соответствии с этим требованием максимальное содержание кислорода во всех добавках к бензину не должно превышать 3,7% [45].

Отказ от этилирования бензинов, с точки зрения нефтепереработки наиболее дешевого и энергетически эффективного способа повышения октановых чисел, выдвигает задачу увеличения октановых чисел суммарного бензинового фонда. В США к началу 1990-х годов намечается повысить октановый индекс* бензина с 86,8 до 88,3 пунктов (в пересчете на неэтилированную основу). В Западной Европе средние октановые числа при переходе на неэтилированный бензин должны возрасти с 92,2 до 94,6 (по и. м.), или с 82,1 до 84,7 (по м. м.), в Японии — с 91 до 92 (по и. м.) [43].

Необходимое приращение октановых чисел при отказе от этилирования должно быть обеспечено за счет развития и совершенствования технологических процессов по производству высокооктановых компонентов и применения альтернативных высокооктановых добавок. Капитальные вложения в развитие

производства высокооктановых компонентов и альтернативных добавок, необходимые для организации производства неэтилированных бензинов, оцениваются для стран Западной Европы в объеме 2,7—5 млрд. долл. [43].

Таким образом, отказ от этилирования бензинов может сопровождаться некоторым снижением октановых чисел товарных бензинов и, как следствие, — снижением требований к топливной экономичности автомобилей. В частности, федеральные власти США снизили требования к топливной экономичности новых автомашин с 11,7 до 11,0 км/л (или с 8,5 до 9,0 л/100 км пробега) для моделей не только 1986 г., но, по всей вероятности, и моделей 1987 и 1988 гг., что вызовет пересмотр ранее выполненных прогнозов по снижению потребления бензина [29].

В СССР также последовательно реализуется программа перехода на производство неэтилированных бензинов. В Москве, Ленинграде и курортных зонах запрещено использование этилированных бензинов. Часть нефтеперерабатывающих предприятий страны уже в настоящее время вырабатывают только неэтилированные бензины. Для перехода на производство неэтилированных бензинов в масштабах нефтеперерабатывающей промышленности страны потребуются значительное увеличение мощностей по каталитическому риформингу и крекингу, изомеризации, получению трет-бутилметилового эфира (ТБМЭ), обогащению бензинов термических процессов и др.

Более сложной и многоплановой является проблема оптимизации качества средних дистиллятов реактивного и дизельного топлив. Массовые топлива для реактивных двигателей получают преимущественно из прямогонных фракций нефти. Увеличение ресурсов их производства состоит в оптимизации фракционного состава, температуры начала кристаллизации и содержания ароматических углеводородов [47]. Так, для реактивного топлива ТС-1 утяжеление фракционного состава с соответствующим изменением температуры начала кристаллизации приводит к увеличению его отбора, что подтверждается нижеприведенными данными:

Температура начала кристаллизации, °С	—55	—50	—40
Пределы выкипания, °С	120—220	120—230	120—255
Выход на нефть, % (масс.)	17,4	19,4	23,4

Вместе с тем с утяжелением фракционного состава реактивного топлива снижается содержание керосиновых фракций в дизельном топливе, повышается температура выкипания 50% (об.) и общий выход дизельного топлива падает. В работе [48] показано, что с увеличением отбора реактивного топлива на 1% (масс.) выход суммы светлых нефтепродуктов снижается на 0,5% (масс.), а дизельного топлива — на 0,9% (масс.) на нефть. Было проведено исследование экономической эффектив-

* Октановый индекс — среднее арифметическое октановых чисел по исследовательскому и моторному методам.

ности оптимизации качества летнего дизельного топлива за счет изменения следующих показателей качества по ГОСТ 305—82 [49]:

	Увеличение 150%, °C	Повышение ν_{20} , мм ² /с
I вариант	До 290	До 7
II вариант	До 300	До 8
Показатель по ГОСТ 305—82	≤ 280	≤ 6

На рис. 2.2 показана зависимость выхода суммы прямогонных светлых нефтепродуктов по отношению к потенциальному содержанию фракций 28—350 °C [51,4% (масс.) на нефть — ноль на оси ординат] от отбора топлива ТС-1 (фракция 115—230 °C с температурой начала кристаллизации минус 60 °C) и изменения требований к качеству дизельного топлива. Для оценки эффективности предлагаемых вариантов оптимизации качества дизельного топлива выполнены технико-экономические расчеты, в которых уменьшение выработки прямогонного дизельного топлива по ГОСТ 305—82 за счет большего отбора реактивного топлива компенсировалось производством дизельного топлива за счет внедрения процесса гидрокрекинга. Результаты приведены ниже (в расчете на 100 млн. т перерабатываемой нефти):

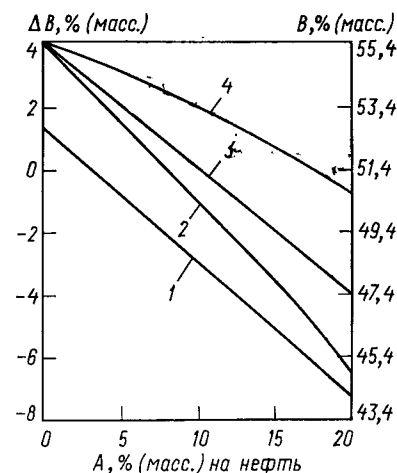
Отбор топлива ТС-1 на нефть, % (масс.)	0	5	10	15	20
Экономический эффект, млн. руб.:					
I вариант	83,4	91,9	92,4	98,6	98,5
II вариант	83,4	116,4	141,2	172,3	193,4

Таким образом, проблема рационального «раскроя» средних фракций нефти (реактивного и дизельного топлив) является ключевой для современной нефтепереработки, от ее решения во многом зависит необходимость внедрения дорогостоящих вторичных процессов, прежде всего гидрокрекинга. В работе [47] рассматривается постепенная, в несколько этапов, оптимизация качества дизельного топлива применительно к условиям СССР (табл. 2.1). Авторы приводят обоснование рекомендуемых изменений качества топлива, направленных на расширение ресурсов его производства.

Выпускаемое в СССР дизельное топливо по качеству превосходит зарубежные и даже при реализации I и II этапов оптимизации не будет уступать зарубежным. Так, в США и Великобритании до 357 °C перегоняется 90% (об.) дизельного топлива, в ФРГ, Франции и Италии 85% (об.) перегоняется при 350 °C. В ФРГ вязкость дизельного топлива при 20 °C колеблется в широких пределах 1,8—10 мм²/с, во Франции — не выше 9,5 мм²/с, а вязкость дизельного топлива, вырабатываемого в США, Великобритании, Италии, при температуре 37,8 °C находится в пре-

Рис. 2.2. Выход суммы прямогонных светлых нефтепродуктов B и его изменение ΔB по отношению к потенциалу фракции 28—350 °C в нефти (51,4%) в зависимости от отбора реактивного топлива A при получении дизельного топлива:

1 — по ГОСТ 305—82; 2 — по ТУ 38.001355—86; 3, 4 — оптимизированные по I и II вариантам качества соответственно



делах от 2 до 6 мм²/с. В США допускается применение дизельных топлив с цетановым числом не ниже 40, а в указанных европейских странах — от 45 до 50 [50].

На XI нефтяном конгрессе [51] в качестве перспективных рассматривали два сорта дизельного топлива — высшего для высокоскоростных двигателей и обычного со следующими характеристиками: плотность 820—860 (820—860) кг/м³, цетановое число ≥ 45 (30), вязкость 2—8 мм²/с при 20 °C (1—6 мм²/с при 40 °C), содержание серы не более 0,3 (1,0) % (масс.), золы — ≤ 0,01 (0,01) %, температура вспышки ≥ 55 (35) °C (в скобках даны показатели обычного топлива).

Производство дизельных топлив можно значительно увеличить за счет вовлечения вторичных газойлей, получаемых при деструктивных процессах переработки нефти — гидрокрекинге,

Таблица 2.1. Изменение качества дизельного топлива по этапам оптимизации

Характеристика	Показатель по ГОСТ 305—82	Этап оптимизации		
		I	II	III
Фракционный состав, °C:				
10% (об.), не ниже	—	—	—	100
50% (об.), не выше	280	290	300	—
90% (об.), не выше	—	360	360	360
96% (об.), не выше	360	—	—	—
Цетановое число, не менее	45	45	40	40
Вязкость при 20 °C, мм ² /с	3—6	3—6,5	3—8	2—6
Температура вспышки, °C, не ниже:				
для дизелей общего назначения	40	40	40	20
для тепловозных и судовых дизелей	61	61	61	—
Температура застывания, °C, не выше:				
с 1.04 по 1.09	0	0	0	0
с 1.09 по 1.04	—10	—5	—5	—10

каталитическом и термическом крекинге (висбрекинге), коксовании. Плотность, химический состав, вязкостно-температурные характеристики газойлевых фракций этих процессов существенно различны. Наиболее высококачественные дизельные и авиационные топлива получают при осуществлении процесса гидрокрекинга, а бензины — при каталитическом крекинге. Названные процессы деструктивной переработки характеризуются также различным выходом бензиновых, дизельных и остаточных фракций, что предопределяет, наряду с оптимизацией качества нефтепродуктов, важность оптимизации технологических схем и процессов переработки нефти.

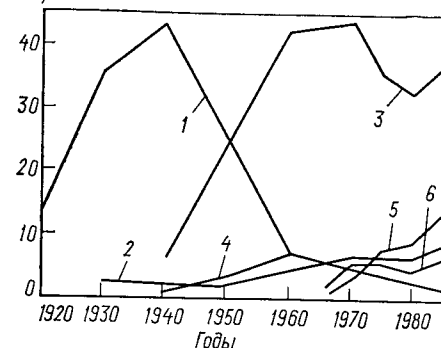
2.3. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ ИЗ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Расширение объемов потребления моторных топлив способствовало развитию процессов, направленных на увеличение их выработки из сырой нефти, — вначале термического крекинга мазута, затем каталитического крекинга, гидрокрекинга и других современных процессов нефтепереработки.

Развитие этих процессов происходило и происходит под влиянием соответствующих требований со стороны моторной техники. При высоком уровне потребления авиационных и автомобильных бензинов и незначительном потреблении дизельных топлив в 1940—1950-х годах в широком масштабе в США, СССР и других развитых странах был реализован каталитический крекинг средних дистиллятов (керосино-газойлевой фракции атмосферной перегонки нефти), обеспечивающий большой выход бензиновых компонентов с достаточно высоким октановым числом. Для повышения октановых чисел бензинов получили распространение процессы полимеризации, алкилирования, а также термического риформинга, который был заменен затем на более эффективный процесс каталитического риформинга. По мере дизелизации моторного парка и перехода авиационной техники на реактивные двигатели возросла потребность в средних дистиллятах — авиационном керосине и дизельном топливе, и процесс каталитического крекинга с конца 1950-х — начала 1960-х годов был переориентирован на переработку тяжелого сырья — вакуумного газойля. В 1960-х годах в схемы НПЗ ряда зарубежных стран, прежде всего США, стал включаться процесс гидрокрекинга под давлением 15 МПа. Этот процесс обеспечивал наибольшую гибкость в регулировании выхода бензина, керосина, дизельного топлива при переработке тяжелого дистиллятного, а в ряде случаев — и остаточного сырья [12]. По мере утяжеления сырья каталитического крекинга — переработки вакуумных газойлей с концом кипения 500—560 °С — возникла проблема как получения кондиционных котельных топлив из тяжелых вакуумных остатков, так и дальнейшей их переработки с целью увеличения выработки моторных топлив. Для переработки гудронов в схемах современных НПЗ получили развитие термические процессы (висбрекинг, замедленное коксование, коксование в псевдоожиженном слое — флюидкокинг — и его модификация с газификацией получаемого пылевидного кокса — флексикокинг, сочетание процессов висбрекинга с термическим крекингом и др.), гидрогенизационные процессы (гидрокрекинг, гидрообессеривание), которые в ряде случаев сочетают со стадией предварительной подготовки сырья методами сольволиза (деасфальтизации) и деметаллизации. Перспективными процессами, частично реализованными в промышленности или находящимися в опытно-промышленной проверке, являются процессы гидровисбрекинга,

Рис. 2.3. Эволюция процессов по переработке мазута в США:

1 — термический крекинг; 2 — коксование; 3 — каталитический крекинг; 4 — висбрекинг; 5 — гидрообессеривание; 6 — гидрокрекинг; Δ — доля процесса к объему переработки нефти



термического гидрокрекинга (динакрекинг), термокрекинга с перегретым водяным паром (юрека), термодесфальтизации, а также гидрогенизационные процессы, основанные на применении дешевых, не подлежащих регенерации катализаторов — «феба-эль-ку-крекинг», «феба-комби-крекинг», «кэнмет».

На рис. 2.3 показана эволюция развития основных процессов переработки тяжелых нефтяных дистиллятов и остатков на примере США, где эти процессы получили наибольшее распространение в схемах НПЗ. В той или иной мере эти тенденции характерны для нефтепереработки других зарубежных стран и СССР с учетом их специфики. Для каждого региона, страны и нефтеперерабатывающего предприятия выбор схемы переработки нефти зависит от объема и структуры потребления нефтепродуктов, качества перерабатываемого сырья, требований по охране окружающей среды, технико-экономических показателей развития соответствующих процессов и экономических факторов — цены нефти и других энергетических ресурсов, их доступности, стоимости строительства, условий обеспечения оборудованием, финансовым, трудовым, материальным возможностями и т. д. Для зарубежных стран важное значение имеют также общий уровень экономического развития, обеспеченность собственными энергетическими ресурсами, в том числе нефтью, и экспортно-импортные возможности. Для развитых капиталистических стран, не имеющих собственных ресурсов нефти, это — импорт нефти и нефтепродуктов и экспорт оборудования, технологий, продовольствия; для развивающихся стран, богатых ресурсами нефти, это — экспорт нефти (а в последнее время для некоторых стран ОПЕК — и нефтепродуктов) в обмен на оборудование, продовольствие и предметы потребления. В период 60-х и начала 70-х годов, при наличии дешевой ближневосточной и латиноамериканской нефти, в странах Западной Европы, Японии и развивающихся странах Латинской Америки, Ближнего и Среднего Востока и Африки широкое распространение получили схемы НПЗ с неглубокой или умеренной глубиной переработки (за счет частичной переработки тяжелых дистиллятов и остатков) нефти со значительными объемами выработки мазута для энергетических и промышленных нужд. В США же традиционно вследствие высокого уровня потребления моторных топ-

лив и наличия дешевых ресурсов собственного угля и газа осуществлялась глубокая переработка нефти.

В СССР нефтеперерабатывающие предприятия, построенные в довоенный период и в 1940—1950-е годы, были ориентированы на достаточно высокую глубину переработки нефти. В период 1960—1970-х годов по мере наращивания добычи относительно дешевой нефти в Поволжье и Западной Сибири происходила опережающая интенсификация мощностей по первичной переработке нефти на действующих НПЗ и осуществлялось строительство НПЗ по схеме с неглубокой переработкой нефти в европейской части страны. В то же время учитывалась потребность различных районов в жидком котельно-печном топливе, исходя из условий формирования энергетического баланса и стоимости добычи и транспорта нефти, угля и газа [39]. В соответствии с этим глубина переработки нефти была дифференцирована для различных предприятий: более высокая для заводов, размещаемых в восточных районах страны, и менее высокая — для европейской части.

Качественный скачок в тенденциях развития мировой нефтепереработки произошел на рубеже 1970—1980-х годов, когда резкое увеличение цен на нефть привело к сокращению ее потребления главным образом в качестве котельно-печного топлива. Это обусловило снижение мировых мощностей по переработке нефти и, прежде всего, в развитых капиталистических странах — США, Западной Европе, Японии, в то время как в развивающихся странах мощности по переработке нефти возрастали. Динамика мощностей по переработке нефти в основных регионах мира, по данным [26], показана ниже (в млн. т):

	1973 г.	1980 г.	1985 г.
Западная Европа	851	1030	721
Северная Америка	771	1019	887
Латинская Америка	327	431	374
Африка	53	83	130
Ближний и Средний Восток	130	182	221
Азиатско-Тихоокеанский регион	388	529	513
в том числе Япония	220	297	249
Прочие страны	485	767	850
Всего в мире	3005	4041	3696

Наряду с общим сокращением мощностей НПЗ в 1980—1985 гг. произошло также снижение их загрузки и уменьшение объема перерабатываемой нефти с одновременным увеличением выхода моторных топлив и других светлых нефтепродуктов, что особенно характерно для развитых капиталистических стран [52]. В приведенных ниже данных [38] показаны динамика годовых объемов переработки нефти (в млн. т, числитель) и

выход светлых нефтепродуктов [в % (масс.) на нефть, знаменатель]:

	1980 г.	1985 г.
США	724,5/66,3	651,2/71,7
Япония	221,2/38,0	159,3/54,8
ФРГ	112,6/57,4	89,4/63,1
Франция	113,9/55,9	78,3/64,1
Великобритания	86,4/53,4	78,4/65,7
Италия	98,2/46,9	75,2/54,7

Увеличение отбора светлых нефтепродуктов достигалось широким внедрением вторичных процессов по переработке мазута. Мощности установок по глубокой переработке мазута в Западной Европе за 1981—1985 гг. возросли почти на 60 млн. т и на начало 1986 г. достигли свыше 170 млн. т, а в США — 417 млн. т, в том числе по основным процессам (в млн. т) [53]:

	Западная Европа	США
Термические процессы	77,6	89,4
Каталитический крекинг	80,5	278,5
Гидрокрекинг	12,0	48,9

Кроме того, в США имеется свыше 95 млн. т мощностей процессов по гидрообессериванию остатков, которые также направлены на углубление переработки нефти.

Глубокая переработка нефти на предприятиях Западной Европы характеризовалась высокой рентабельностью, особенно в период повышения цен на нефть. Если в 1978 г. прибыль на новые инвестиции в установки каталитического крекинга составляла 19,5%, то в 1979 г. (при разрыве в ценах на светлые нефтепродукты и мазут, достигшем 200 долл/т) возросла до 25,8%, а в 1981—1982 гг. — 40—42%. В 1983—1984 гг. этот показатель стал снижаться под влиянием нарастающего переизводства светлых нефтепродуктов и уменьшения разрыва в ценах на светлые нефтепродукты и мазут. Повышение глубины переработки нефти — наиболее эффективный способ сокращения расхода нефти на производство моторных топлив и других светлых нефтепродуктов. При приведенных выше изменениях в производстве светлых нефтепродуктов за 1980—1985 гг. относительная экономия нефти в 1985 г. за счет углубления ее переработки составила, по нашим расчетам: для США — 53 млн. т, Японии — 70 млн. т, Великобритании — 18 млн. т, Италии и Франции — 12 млн. т, ФРГ — 9 млн. т.

Из всего многообразия проблем, стоящих перед мировой нефтеперерабатывающей промышленностью, важнейшими следует считать следующие:

углубление переработки нефти как наиболее эффективное средство сокращения ее расхода на основе внедрения технологического производства моторных топлив из мазута;

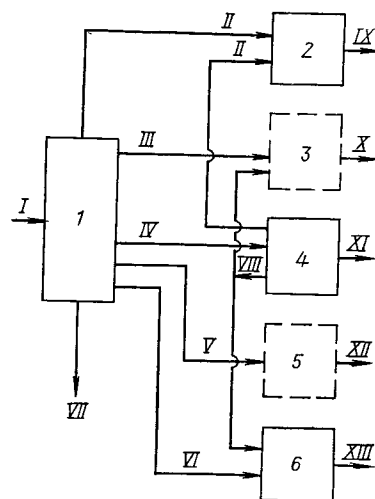


Рис. 2.4. Схема неглубокой переработки нефти:

I — атмосферная перегонка нефти; 2 — ГФУ; 3 — изомеризация; 4 — каталитический риформинг; 5 — гидроочистка керосина; 6 — гидроочистка дизельного топлива; II — углеводородные газы; III — бензиновая фракция н. к. — 62 °С; IV — бензиновая фракция 62—180 °С; V — керосиновая фракция; VI — дизельная фракция; VII — мазут; VIII — водородсодержащий газ; IX — углеводородные фракции C₃—C₄; X — изомеризат; XI — бензин каталитического риформинга; XII — авиационный керосин; XIII — дизельное топливо

повышение октановых чисел автомобильных бензинов в условиях отказа от применения свинцовых антидетонаторов;

увеличение селективности и снижение энергоемкости

процессов переработки нефти за счет внедрения новейших достижений в области катализа, совершенствования схем тепло- и массообмена, утилизации тепла отходящих потоков, усовершенствования аппаратного оформления и создания более эффективного энерготехнологического оборудования;

разработка эффективной технологии переработки тяжелых нефтяных остатков как переходной технологии от переработки нефтяного сырья к использованию альтернативных сырьевых ресурсов — тяжелых и битуминозных нефтей, сланцев, угля.

Современные технологические процессы и схемы переработки нефти позволяют гибко менять соотношение выработки различных нефтепродуктов в зависимости от потребности в них и обеспечивать необходимое качество и структуру производства моторных топлив. На примере переработки типичной сернистой нефти по разным вариантам технологических схем показано влияние различных процессов на глубину ее переработки и структуру производства моторных топлив. Выход отдельных нефтепродуктов при атмосферно-вакуумной перегонке нефти принят следующим [в % (масс.)]:

Газ до C ₄	2,0	Дизельная фракция	30,0
Бензиновая фракция н. к. — 62 °С	3,0	180—350 °С	
Бензиновая фракция 62—180 °С	17,0	Фракция 350—500 °С	24,0
		Остаток выше 500 °С	23,5
		Потери	0,5

На рис. 2.4 показана принципиальная схема неглубокой переработки такой нефти на гипотетическом НПЗ с отбором реактивного топлива. В зависимости от требований к качеству реактивного топлива и бензина в схему могут быть включены соответственно процессы гидроочистки реактивного топлива и

Таблица 2.2. Изменение структуры производства топлив и качество бензина от отбора реактивного топлива и жесткости процесса

Данные для процесса риформинга с получением катализата с октановым числом по исследовательскому методу 85 ед. (числитель) и 95 ед. (знаменатель)

Показатель	Отбор реактивного топлива		
	0	5%	10%
Выход, % (масс.)	47,7/46,5	46,9/45,9	45,6/44,8
В том числе:			
автомобильный бензин	18,6/17,4	16,3/15,3	14,0/13,2
топливо РТ	—	4,9/4,9	9,8/9,8
дизельное топливо	29,1/29,1	25,7/25,7	21,8/21,8
Октановое число бензина:			
исследовательский метод	82,7/90,7	82,2/90,0	81,8/89
моторный метод	75,2/82,4	74,8/82,0	74,7/81,3

изомеризации бензиновой фракции н. к. — 62 °С (на схеме показаны пунктиром). Отбор авиационного топлива типа ТС-1 при первичной перегонке нефти принимался от 0 до 10% (масс.) на нефть. При гидроочистке получалось топливо типа РТ с выходом 98% на сырье процесса. Рассматривалось также влияние жесткости процесса каталитического риформинга на выход риформата с октановым числом (по исследовательскому методу) от 85 до 95. В табл. 2.2 показаны возможные изменения структуры производства моторных топлив при неглубокой переработке нефти в зависимости от отбора реактивного топлива и жесткости процесса риформинга, а также октановые числа суммарного бензина. Выполненные расчеты показали, что энергетические затраты (включая расход нефти и затраченную энергию на осуществление процесса) при повышении октановых чисел возрастут с 1,211 т н. э. на 1 т бензина с октановыми числами 82,7—81,8 (по и. м.) до 1,265 т н. э. — на 1 т бензина с октановыми числами 90,7—89 (по и. м.), или на 4,5%. Таким образом, повышение октанового числа на один пункт за счет увеличения жесткости риформинга ведет к увеличению расхода энергии на 0,56—0,63%. Включение в схему процесса изомеризации прягонной фракции н. к. — 62 °С позволит повысить ее октановое число на 15 пунктов (с 72 до 87 по и. м., или с 70 до 85 по м. м.). В результате октановые числа суммарного фонда бензинов в вариантах с жестким режимом риформинга повысятся на 3—4 пункта и составят 93,7—93 (по и. м.), или 85 пунктов по м. м. Энергетические затраты на дополнительное повышение октановых чисел на один пункт достигнут в этом случае 0,7%. Повышение октановых чисел будет оправданно, если при применении высокооктановых бензинов экономия энергетических затрат на автомобильном транспорте в расчете на единицу работы (или пробега) будет превышать дополнительные энергетические затраты в нефтепереработке (включая увеличение расхода нефти).

Уровень оптимальных октановых чисел для разных стран может быть различным, что определяется селективностью и энергоемкостью процессов производства бензинов, а также топливной экономичностью автомобилей, техническим уровнем развития двигателя и автомобилестроения в целом [46]. При этом величина пробега на единицу перерабатываемой нефти в большей степени зависит от конструкции двигателя, чем от расхода энергии на нефтеперерабатывающем предприятии [42].

При углублении переработки нефти в схемах современных предприятий стремятся, как правило, к отдельной переработке вакуумного газойля и гудрона. В табл. 2.3 и 2.4 приведены материальные балансы процессов по переработке вакуумного газойля и гудрона.

Бензиновая фракция каталитического крекинга может быть компонентом бензина АИ-93 или А-76, бензин гидрокрекинга подвергается разделению на легкую и тяжелую фракции, легкая фракция может быть передана на компаундирование товарных бензинов, а тяжелая — подвергнута риформингу. Легкий газойль каталитического крекинга может быть использован как компонент печного или дизельного топлива. Средние дистилляты гидрокрекинга являются высококачественными товарными авиационными и дизельными топливами.

Дистилляты термических процессов характеризуются значительным содержанием непредельных соединений, серы, азота.

Таблица 2.3. Материальные балансы процессов переработки вакуумного газойля [% (масс.)]

Показатель	Каталитический крекинг* [54]	Гидрокрекинг при давлении [55]		
		15 МПа	10 МПа	5 МПа
Взято:				
вакуумный газойль	100,0	100,0	100,0	100,0
водород	0,8	3,1	2,5	1,7
Получено:				
углеводородные газы	6,63	7,0	7,5	2,3
сероводород	1,56	1,8**	1,8**	1,6**
пропан-пропиленовая фракция	5,2	—	—	—
бутан-бутиновая фракция	6,9	—	—	—
бензин	40,75	15,2	23,4	8,7
реактивное топливо	—	79,1	—	—
дизельное топливо	23,45	—	69,8	60,0***
тяжелый газойль (остаток)	12,0	—	—	28,9
кокс выжигаемый	3,32	—	—	—

* С предварительной гидроочисткой сырья.

** Включая аммиак.

*** При одностадийном процессе выход 30% (масс.).

Таблица 2.4. Материальные балансы процессов переработки гудрона [% (масс.)]

Показатель	Висбрекинг [56]	Замедленное коксование [56]	Термоконтатный крекинг [56, 57]		Гидрообессеривание [58]
			с получением товарного кокса	с газификацией кокса	
Взято:					
гудрон	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
водород	—	—	—	—	1,27
Получено:					
$H_2 + NH_3$	—	—	—	—	2,35
газ до C_4 включительно	3,3	11,3	12,3	12,3	0,56
бензин	5,5	12,1	12,8	12,8	5,2
легкий газойль	—	34,9	19,6	19,6	25,1
тяжелый газойль	—	14,2	35,0	35,0	28,79
остаток	89,8	—	—	—	39,27
кокс	—	25,7	15,0	—	—
газ газификации	—	—	—	106,5*	—
кокс выжигаемый и потери	1,4	1,8	5,3	1,7	—

* С учетом воздуха на газификацию.

При небольших объемах производства этих продуктов в общем балансе нефтеперерабатывающего предприятия они могут непосредственно вовлекаться в состав товарных бензинов, печных, дизельных, моторных и газотурбинных топлив. При увеличении доли продуктов термических процессов и необходимости получения высококачественных моторных топлив дистилляты этих процессов должны подвергаться облагораживанию — гидроочистке, каталитическому риформингу (как отдельно для соответствующих дистиллятов, так и в смеси с прягонными фракциями). Тяжелые газойли термических процессов после гидрооблагораживания и гидрообессеривания мазута или гудрона могут служить сырьем для каталитического крекинга, а остаток гидрообессеривания, выкипающий выше 500 °С, — для производства электродного кокса.

Развитие рассматриваемых процессов в схемах переработки нефти вызывает необходимость потребления водорода для повышения соотношения Н:С в получаемых продуктах по сравнению с исходным сырьем, удаления сернистых и азотистых соединений, насыщения олефинов, гидрирования ароматических углеводородов. Расход водорода в различных процессах гидрогенизационной переработки нефтяных дистиллятов и остатков при переработке типичных сернистых нефтей с содержанием серы 1,5—1,7% (масс.) приведен ниже [в % (масс.) на сырье] [55, 59]:

Гидроочистка:

бензина атмосферной перегонки нефти	0,01—0,02
керосиновой фракции атмосферной перегонки нефти	0,15—0,25
дизельного топлива атмосферной перегонки нефти	0,25—0,35
вакуумного газойля	0,6—0,8
бензинов коксования	0,9—1,3
легких газойлей коксования	1,5—2,0
тяжелых газойлей коксования	1,6—2,5
Гидрообессеривание гудрона при 15 МПа	1,3—2,0
Гидрокрекинг вакуумного газойля:	
при 5 МПа	1,1—1,7
при 15 МПа	3,0—3,4

Различным сочетанием каталитических, гидрогенизационных и термических процессов можно достичь той или иной степени конверсии мазута с изменением объема и структуры производства моторных топлив в соответствии с потребностью в них. В качестве примера рассмотрено несколько схем переработки мазута с разной глубиной его превращения в моторные топлива.

На рис. 2.5 приведена схема переработки мазута с использованием процессов каталитического крекинга и висбрекинга. Степень конверсии мазута в моторные топлива по этой схеме сравнительно невелика и составляет $\approx 33\%$. При использовании пропан-пропиленовой и бутан-бутеновой фракций для производства высокооктановых компонентов процессами алкилирования, полимеризации, производства трет-бутилметилового эфира или сочетанием этих процессов общий выход моторных топлив в расчете на мазут может составить 39—40% (масс.).

Включением в схему переработки мазута процессов легкого гидрокрекинга с каталитическим крекингом остатка гидрокрекинга и коксования гудрона можно глубину превращения мазута в моторные топлива повысить до 57%, а с учетом дополнительного производства высокооктановых компонентов на базе

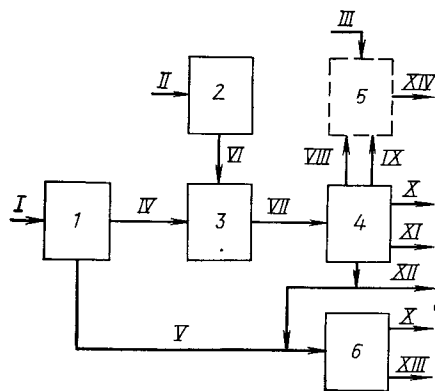


Рис. 2.5. Схема переработки мазута с использованием процессов каталитического крекинга и висбрекинга.

1 — вакуумная перегонка мазута; 2 — производство водорода; 3 — гидроочистка; 4 — каталитический крекинг; 5 — производство высокооктановых компонентов бензина; 6 — висбрекинг; 1 — мазут; 2 — природный или нефтяной газ; 3 — метанол; 4 — вакуумный газойль; 5 — гудрон; 6 — водород; 7 — гидроочищенный вакуумный газойль; 8 — бутан-бутеновая фракция; 9 — пропан-пропиленовая фракция; 10 — легкий газойль; 11 — кокс; 12 — остаток гидрокрекинга; 13 — высокооктановые компоненты бензина.

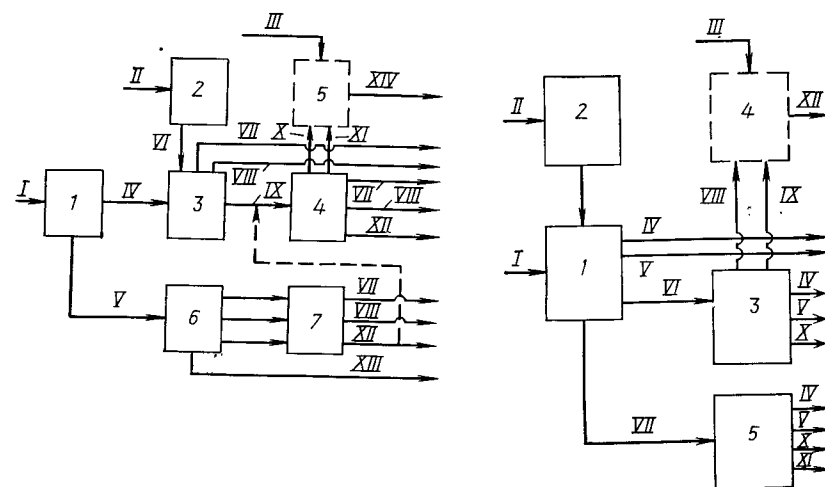


Рис. 2.6. Схема переработки мазута с использованием процессов легкого гидрокрекинга, каталитического крекинга и коксования:

1 — вакуумная перегонка мазута; 2 — производство водорода; 3 — легкий гидрокрекинг; 4 — каталитический крекинг; 5 — производство высокооктановых компонентов бензина; 6 — коксование; 7 — гидроочистка; 1 — мазут; 2 — природный или нефтяной газ; 3 — метанол; 4 — вакуумный газойль; 5 — гудрон; 6 — водород; 7 — бензин; 8 — легкий газойль; 9 — остаток легкого гидрокрекинга; 10 — бутан-бутеновая фракция; 11 — пропан-пропиленовая фракция; 12 — тяжелый газойль; 13 — кокс; 14 — высокооктановые компоненты бензина.

Рис. 2.7. Схема переработки мазута с использованием процессов гидрообессеривания мазута, каталитического крекинга и коксования:

1 — гидрообессеривание мазута; 2 — производство водорода; 3 — каталитический крекинг; 4 — производство высокооктановых компонентов бензина; 5 — коксование; 1 — мазут; 2 — природный или нефтяной газ; 3 — метанол; 4 — бензин; 5 — легкий газойль; 6 — тяжелый гидрообессериванный газойль; 7 — остаток гидрообессеривания; 8 — бутан-бутеновая фракция; 9 — пропан-пропиленовая фракция; 10 — тяжелый газойль; 11 — кокс электролитический; 12 — высокооктановые компоненты бензина.

переработки фракций C_3-C_4 и до 60—61% (масс.) на мазут (рис. 2.6; штрих-пунктиром обозначены возможные варианты схемы).

Еще большую глубину переработки мазута можно получить при использовании процессов гидрообессеривания мазута в сочетании с процессами каталитического крекинга и коксования, что показано на рис. 2.7. В этом случае выход моторных топлив на мазут составит 61—65% (масс.). Возможны и другие варианты схем переработки мазута при ином сочетании процессов переработки вакуумного газойля и гудрона, что показано в табл. 2.5. Представленные здесь данные рассчитаны для гипотетического предприятия, перерабатывающего сернистую нефть (фракционный состав приведен выше). Условно принято, что из общего объема мазута (в расчете на нефть) 37% перерабатывается на моторные топлива, а 10,5% исполь-

Таблица 2.5. Характеристика различных вариантов переработки мазута

Показатель	Вариант схемы						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
1. Доля процессов в общей переработке нефти, %:							
вакуумная перегонка мазута	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
каталитический крекинг:							
гидроочищенного ваку-умного газойля	18,7	—	—	—	18,7	—	—
остатка легкого гидрокрекинга	—	11,3	—	—	—	11,3	—
тяжелого газойля процесса гидрообессеривания мазута	—	—	—	18	—	—	—
легкий гидрокрекинг вакуумного газойля при 5 МПа*	—	18,8	—	—	—	18,7	—
гидрокрекинг вакуумного газойля при 10—15 МПа с получением дизельного топлива	—	—	18,7	—	—	—	18,7
гидрообессеривание мазута при 15 МПа	—	—	—	37,0	—	—	—
висбрекинг гудрона	18,3	18,3	18,3	—	—	—	—
замедленное коксование:							
негидроочищенного гудрона	—	—	—	—	18,3	18,3	18,3
остатка гидрообессеривания мазута	—	—	—	8,3	—	—	—
гидроочистка продуктов коксования:							
бензина	—	—	—	—	1,8	1,8	1,8
легкого газойля	—	—	—	—	5,4	5,4	5,4
2. Выход моторных топлив, % (масс.) на мазут**	32,8	37,8	49,8	61,2	49,2	56,7	66,6
В том числе:							
бензин	22,7	13,1	12,6	24,3	24,9	17,8	14,8
дизельное топливо	10,1	24,7	37,2	36,9	24,3	38,9	51,8
3. Расход водорода, % (масс.):							
на мазут	0,4	0,6	1,7	1,5	0,7	0,9	2,0
на нефть	0,13	0,23	0,63	0,57	0,25	0,35	0,8
на моторные топлива	1,1	1,6	3,4	2,5	1,4	1,7	3,0
4. Соотношение дизельное топливо : бензин	0,44	1,89	2,95	1,50	0,98	2,19	3,50

* Одностадийный процесс.

** Без учета возможности дополнительного производства высокооктановых компонентов в процессах алкилирования, полимеризации, получения трет-бутилметилового эфира, которое может составить в схемах с применением каталитического крекинга 4—6% (масс.) на мазут.

зуется для производства других продуктов — битума, смазочных масел, что приближает рассматриваемые варианты схем к реальным условиям.

Анализируемые схемы переработки мазута с различным сочетанием технологических процессов позволяют поднять выход моторных топлив от 33 до 67% (масс.) на мазут при соотношении выработки дизельное топливо : бензин от 0,44 до 3,50. Общий выход моторных топлив, полученных как за счет неглубокой переработки нефти (см. табл. 2.2), так и дополнительного их производства из мазута по приведенным вариантам схем (см. табл. 2.5) может составить от 57—60 до 69—72% (масс.) на нефть при различной структуре производства моторных топлив. Ниже приведены выход и структура производства моторных топлив по вариантам I—VII глубокой переработки нефти при отборе 10% топлива РТ при первичной перегонке нефти и жестком режиме риформинга:

	I	II	III	IV	V	VI	VII
Бензин	21,6	18,1	17,8	22,2	22,4	19,8	18,7
Топливо РТ	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Дизельное топливо	25,5	30,9	35,6	35,5	30,8	36,2	40,9
Итого	56,9	58,8	63,2	67,5	63,0	65,8	69,4
Соотношение дизельное топливо : бензин	1,2	1,7	2,0	1,6	1,4	1,8	2,2

По сравнению со схемами неглубокой переработки нефти (см. табл. 2.2) приведенные варианты позволяют увеличить выход моторных топлив при одном и том же объеме переработки нефти в 1,26—1,60 раз (варианты I и VII), или при одном и том же объеме производства моторных топлив на уровне базовой (неглубокой) схемы — уменьшить расход нефти на 21—36%.

При включении в состав схемы дорогостоящих, работающих в жестких условиях процессов деструктивной переработки вакуумного газойля и гудрона увеличиваются капитальные, энергетические и эксплуатационные затраты и значительно повышается расход водорода специального производства. Выполненные авторами расчеты для различных схем глубокой переработки нефти показывают, что для достижения выхода моторных топлив на уровне от 60 до 78% (по сравнению с неглубокой переработкой нефти и выходом моторных топлив на уровне 45—47%) капитальные вложения возрастают в 1,6—2,5 раза, энергетические — в 1,3—2,1 раза, эксплуатационные — в 1,7—3,2 раза. Расход водорода специального производства увеличивается от 0,13 до 0,8% (масс.) на нефть или с 1,1 до 3—3,4% (масс.) на 1 т моторных топлив (см. табл. 2.5). Необходимо отметить, что потребление водорода и способ его получения существенно влияют на экономику глубокой переработки нефти. Так, при каталитическом крекинге вакуумного газойля с

предварительной гидроочисткой сырья затраты на получение водорода составляют около 15% в сумме эксплуатационных затрат по процессу и около 20% в капитальных вложениях, а при гидрокрекинге с давлением 15 МПа соответственно увеличиваются до 35—40% в эксплуатационных затратах и 25—30% в капитальных вложениях.

Несмотря на увеличение капитальных и эксплуатационных затрат, важным преимуществом схем глубокой переработки мазута является возможность снижения расхода сырой нефти, что особенно актуально с ростом затрат на ее добычу. Расчеты по народнохозяйственной эффективности углубления переработки нефти с учетом замещения мазута, вовлекаемого в глубокую переработку, на другие энергоносители, в частности на природный газ, показали, что эффект в народном хозяйстве составит от 20 до 50 руб. на каждую тонну сэкономленной нефти [60].

Наиболее сложной и дорогостоящей задачей глубокой переработки нефти является технология превращения тяжелых нефтяных остатков в моторные топлива. Выход гудронов — тяжелой, высокомолекулярной части нефти, выкипающей выше 500—540 °С, составляет 20—30% (масс.). Гудроны типичных сернистых нефтей характеризуются плотностью около 1000 кг/м³, содержанием серы 2,7—3,0% (масс.), азота 0,4—0,5% (масс.), высоким содержанием тяжелых металлов (никеля и ванадия) — от 150 г/т и выше, соотношением углерод:водород, равным ≈ 8 . По своим свойствам близки к гудронам некоторые альтернативные виды сырья — тяжелые и битуминозные нефти, синтетические «сланцевая» и «угольная» нефти, для которых, как правило, характерны еще более высокое содержание гетероатомных соединений, тяжелых металлов и более низкое отношение Н:С. Исходя из качества рассматриваемых видов сырья, принципиально близкой должна быть и технология их переработки. Ведущая роль в решении этой проблемы отводится гидрогенизационным каталитическим процессам, позволяющим за счет дегидрометаллизации, удаления гетероатомных соединений и насыщения водородом облагораживать исходное сырье и получать при этом товарные моторные топлива или высококачественное сырье для дальнейшей переработки. Развитие технологии переработки нефтяных остатков на основе освоенных в промышленности процессов, таких как гидрообессеривание и гидрокрекинг, коксование в псевдоожигенном слое с газификацией получаемого кокса, в настоящее время создает реальные предпосылки для организации безостаточной переработки нефти.

ГЛАВА 3 ПРОИЗВОДСТВО АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

3.1. ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРЬЯ И ПРОЦЕССОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ

Переработка таких видов сырья, как уголь, горючие сланцы, природные битумы и биомасса, сегодня представляется как новое, перспективное направление для удовлетворения растущей потребности общества в моторных топливах и химическом сырье. Тем не менее для большинства из них технология переработки имеет давнюю, порой многовековую историю. Например, газификация угля впервые была осуществлена более двух столетий тому назад; история переработки и топливного использования горючих сланцев восходит также к XVIII в.; давно известны и широко используются методы получения спиртов и других химических веществ из биомассы и природного газа, а процессы ожижения угля имели достаточно широкое промышленное применение в 1930—1940-х годах. Поэтому, рассматривая сегодня производство жидких и газообразных топлив из различных, альтернативных нефти, сырьевых источников, правильнее говорить не об открытии, а о возрождении процессов в условиях новой ресурсной ситуации и современного уровня развития науки и техники.

На технологию и технико-экономические показатели производства альтернативных моторных топлив большое влияние оказывают агрегатное состояние и физико-химические свойства исходного сырья. Использование твердых видов сырья — угля, сланцев, битумосодержащих пород, биомассы — требует, помимо особенностей добычи, включения дополнительных стадий его подготовки к переработке, отсутствующих в схемах производства моторных топлив из нефтяного сырья. К таким стадиям относятся сушка, измельчение и фракционирование, разделение углеводородной и минеральной составляющих, отделение и утилизация шламов и ряд других.

Большинство альтернативных видов сырья отличается от нефти и ее фракций более низким содержанием водорода (повышенным отношением С:Н в их составе), а также высоким содержанием кислорода, азота и серы (табл. 3.1). Это определяет и более низкую удельную теплоту сгорания такого сырья, поэтому превращение его в жидкие и газообразные топлива сводится, как правило, к удалению минеральной составляющей и нежелательных гетероатомов, насыщению водородом в требуемых количествах [61].

Таблица 3.1. Характеристика товарных

Продукт и сырье	Плотность, кг/м³	Теплота сгорания (низшая), МДж/кг
Товарные		
Автомобильный бензин	710—760	43,0—45,0
Дизельное топливо	830—860	42,5—42,7
Сырье		
Нефть:		
легкая	800—933	42,0
тяжелая	935—1000	40,0—41,5
Мазут сернистый (>350 °С)	935—950	41,0
Гудрон сернистый (>500 °С)	1000	40,5
Природные битумы	1000	39,0—41,0
Горячие сланцы*	1600—2300	4,1—16,6
Угли*:		
каменные	1150—1500	16,0—29,0
бурые	1300	9,0—16,0
Биомасса (древесина)	500—1000	16,0—24,0
Природный газ (метан)	0,7168	49,9

* Элементный состав дан в расчете на органическое вещество.

Ввиду многообразия технологических схем процессов переработки альтернативных видов сырья можно осуществлять по двум принципиально разным направлениям: разложение или синтез [62]. В первом варианте происходит разрушение исходных молекул и выделение водорода. При этом снижение отношения С : Н может обеспечиваться как за счет перераспределения уже имеющихся в сырье ресурсов водорода и одновременного вывода части углерода, так и за счет добавления водорода со стороны. В результате синтеза происходит химическое преобразование органической массы сырья в жидкие топливные продукты.

Из этих направлений выпадают специфические методы получения альтернативных топлив, например производство водорода электролизом воды.

Превращение твердых видов сырья в моторные топлива включает четыре основные стадии: 1) добычу исходного сырья, 2) его подготовку к переработке, 3) получение «синтетической нефти», представляющей собой широкую фракцию жидких углеводородов, в той или иной мере подобную природным нефтям*, или синтез-газа; 4) переработку «синтетической нефти»

*Название фракции может быть различным в зависимости от вида исходного сырья и технологии его переработки — масло, экстракт, смола, гидrogenизат.

моторных топлив и различных видов сырья

Элементный состав, % (масс.)					Массовое отношение С : Н
С	Н	Н	С	О	
моторные топлива					
85,5—86,0	14,4—14,0	0,0—0,03	0,01	—	5,9—6,1
85,8—87,0	14,0—12,8	0,01—0,03	0,2—1,0	—	6,2—6,8
сырье					
84,0—87,0	14,0—12,5	0,1—1,2	0,1—4,5	0,1—2,0	6,7—7,0
83,0—87,0	12,0—10,0	0,3—1,2	3,0—8,0	0,5—2,0	7,3—8,3
85,7—85,8	11,6—11,3	0,3—0,4	2,2—2,4	—	7,4—7,6
85,6—85,7	11,0—10,7	0,4—0,5	2,7—3,0	—	7,8—8,0
80,0—86,0	11,0—9,0	0,3—0,8	2,5—10,0	0,6—3,0	7,8—9,5
56,0—80,0	6,0—10,0	0,3—2,5	0,2—12,0	11,0—24,0	6,7—11,0
76,0—94,0	6,0—4,0	1,5—1,8	0,5—7,0	17,5—2,0	11,0—23,5
65,0—76,0	6,8—4,0	0,1—3,0	0,3—6,3	28,0—17,0	9,6—19,0
48,0—53,0	7,5—5,5	0,01—0,3	0,0—0,4	38,0—44,0	7,0—8,7
75,0	25,0	—	—	—	3,5

или синтез-газа в целевые продукты. В основе переработки природного газа в жидкие топлива лежит синтез, включающий стадии подготовки (очистки и осушки) газа, конверсии его в синтез-газ и последующей каталитической переработки последнего в соответствующие виды топлив. Природный газ может быть использован в качестве моторного топлива без переработки с предварительной физической подготовкой его к применению (сжатие или ожижение). Каждая из названных стадий получения моторных топлив из конкретных видов сырья может, в свою очередь, состоять из различных наборов отдельных технологических ступеней.

Многостадийность переработки, проведение ее при высоких температурах и давлениях, использование большого числа процессов очистки и потребление в отдельных случаях значительных количеств специально производимого водорода, а также необходимость осуществления природоохранных мероприятий приводят к существенному росту удельных капитальных и эксплуатационных затрат на производство моторных топлив из альтернативных видов сырья по сравнению с традиционным нефтяным сырьем.

3.2. ПОЛУЧЕНИЕ ТОПЛИВ ИЗ УГЛЯ

Уголь — неоднородное твердое тело, состоящее из различных сложных и простых по своей структуре органических и неорганических веществ. Его свойства меняются в широких пределах,

Таблица 3.2. Типичный состав мацералов углей [% (масс.)] на сухое беззольное вещество

Мацералы	Выход летучих	Водород в структурах и группах			Углерод в структурах		Н : С	Индекс ароматичности
		алифатических	ароматических	гидроксидных	ароматических	алициклических		
Лейптинит	66,7	5,4	1,4	0,2	15,7	9,6	0,99	0,71
Витринит	35,2	3,3	1,9	0,3	18,0	5,4	0,78	0,75
Фюзинит	22,9	1,7	2,0	0,2	22,3	2,8	0,54	1,00

что оказывает большое влияние на процессы получения синтетических топлив.

Процесс образования угля в природе, называемый углефикацией или карбонизацией, разделяется на биохимическую (диагенезис) и геологическую (метаморфизм) стадии [63]. На стадии диагенезиса углеводородные соединения растительных остатков (целлюлоза, лигнин, глюкоза, крахмал и др.) в результате реакций окисления кислородом воздуха и кислородом, содержащимся в проточных водах, а также под воздействием анаэробных бактерий превращались в гомогенизированное вещество — гумус. В гумусе продолжалось взаимодействие входящих в его состав органических и привнесенных водой неорганических компонентов. Стадия метаморфизма проходила после образования над отложившейся органической массой достаточно мощных осадочных слоев неорганических веществ, т. е. на большой глубине и при высоких давлениях и температурах без доступа воздуха. В таких условиях органическое вещество уплотнялось и обезвоживалось, из него выделялся метан, что приводило к уменьшению содержания кислорода и водорода и росту содержания углерода.

Ископаемые угли делят на гумусовые, которые образовались из вышних наземных растений, и сапропелевые — из низших растений, в частности микроводорослей, и из продуктов распада животных организмов. На территории СССР преобладают гумусовые угли и в меньшей степени встречаются угли смешанного гумусо-сапропелевого типа [64].

Различные типы углей состоят из одинакового набора петрографических структур, называемых мацералами, содержащихся в различных соотношениях. Мацералы подразделяют на три основные группы: витринит, лейптинит и фюзинит, которые состоят из различных микрокомпонентов. Различия компонентов по составу и строению отражаются на химических свойствах углей и, как следствие, на реакционной способности их в процессах переработки. Состав и структура групп лейптинита, витринита и фюзинита приведены в табл. 3.2 [63]. Содержание серы и азота в углях обычно мало, и в основном они присутствуют в виде гетероатомных соединений; сера встречается также в пиритной форме.

В состав всех углей обязательно входит неорганическая, золообразующая часть, которая тонко или дискретно распределена в органической части угля. Она обычно представлена такими минеральными включениями, как силикаты, кварц, карбонаты и др. В углях низких стадий метаморфизма значительная доля неорганических компонентов присутствует в виде катионов натрия, кальция, магния, железа, алюминия, ассоциированных с карбоновыми кислотами. Неорганическая часть углей отличается также многообразием микроэлементов: из обнаруженных 84 элементов периодической системы большая часть присутствует в количествах, не превышающих 0,01 % (масс.) [65].

Несмотря на то что уголь изучается и промышленно используется уже в течение нескольких столетий, до сих пор по строению его органической части у исследователей разные мнения. Наибольшее распространение получила теория, согласно которой органическое вещество угля — это сложный трехмерный полимер нерегулярного строения, кольчатые фрагменты которого соединены между собой «мостиками» из алифатических цепочек, эфирных групп или их комбинаций. Макромолекулы угля состоят из групп конденсированных ароматических колец, число которых внутри группы изменяется от одной до нескольких единиц. Угли средней стадии метаморфизма включают в среднем трехкольчатые системы [66].

В конце 1970-х годов А. А. Кричко были обобщены представления о строении органического вещества угля как о самоассоциированном мультимере с трехмерной пространственной структурой [67]. В соответствии с этой концепцией органическая масса угля представляет собой набор макромолекул и олигомеров различного состава, соединенных между собой связями невалентного характера, среди которых основную роль играют электронодонорно-акцепторные взаимодействия, включая водородные связи. Отдельные структурные блоки могут обладать разным набором участков, проявляющих электронодонорные и электроноакцепторные свойства. Относительно непрочные валентно-химические связи типа связей в эфирных и метиленовых «мостиках» также характерны для углей, но они находятся внутри объединенных в мультимер структурных единиц.

Для выбора технологических процессов получения синтетических топлив из угля и их интенсификации важным является анализ состава сырья. Известны два вида анализа угля, направленные на определение его приближенного и элементного составов. Состав обычно приводится в расчете на рабочую или сухую массу угля, а также может даваться исходя из беззольной и безводной массы, т. е. на, так называемую, органическую массу угля (ОМУ) [66].

При приближенном анализе низшую теплоту сгорания угля определяют экспериментально. При известном элементном составе ее рассчитывают по формуле Д. И. Менделеева:

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 4,19[81C^{\text{р}} - 246H^{\text{р}} - 26(O^{\text{р}} - S^{\text{р}}) - 6W^{\text{р}}],$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания, МДж/кг; $C^{\text{р}}$, $H^{\text{р}}$, $O^{\text{р}}$, $S^{\text{р}}$ — содержание элементов в рабочей массе топлива, % (масс.) (считается, что весь кислород связан с водородом угля).

Высшую теплоту сгорания угля вычисляют по формуле:

$$Q_{\text{в}}^{\text{р}} = Q_{\text{н}}^{\text{р}} + 25(9H^{\text{р}} + W^{\text{р}}),$$

где $W^{\text{р}}$ — содержание влаги в рабочей массе топлива, % (масс.).

Во многих странах мира разработаны различные классификации углей. В Советском Союзе все угли подразделяют в зависимости от стадии их метаморфизма на три вида (так называемая бассейновая классификация): бурые, каменные и антрациты. Бурые угли относятся к самой низкой стадии метаморфизма, и по составу и свойствам они занимают промежуточное положение между торфом и каменными углями. Бурые угли разделяют на группы и подгруппы в зависимости от содержания влаги в рабочей массе топлива, теплоты сгорания и выхода первичной смолы [68].

Таблица 3.3. Характеристика торфа и углей

Топливо	Содержание влаги, % (масс.)	Состав органической части, % (масс.)			Теплота сгорания (на горючую массу), МДж/кг
		С	Н	О+Н	
Торф	85—90	55—60	5,5—6,0	34,5—39,0	20,9—23,8
Бурый уголь	18—55	67—78	5,0—5,5	17,0—28,0	25,9—31,0
Каменный уголь	4—15	80—91	4,5—5,0	4,5—15,0	31,0—36,4
Антрацит	3—5	96	2,0	2,0	33,9—35,1

Каменные угли представляют собой следующую после бурых углей стадию превращения исходного растительного материала. Они отличаются от бурых углей большей твердостью, повышенной теплотой сгорания, пониженным выходом летучих веществ (9—45%) и невысокой рабочей влажностью (4—15%), а также пониженным содержанием водорода и кислорода при повышенном содержании углерода. По технологическому признаку каменные угли подразделяют на следующие марки: длиннопламенные (Д), газовые (Г), жирные (Ж), коксовые (К), отощенные спекающиеся (ОС), слабоспекающиеся (СС) и тощие (Т). В некоторых бассейнах выделяют также угли газовые жирные (ГЖ), коксовые жирные (КЖ) и коксовые (К2). Угли названных марок различаются по выходу летучих (V), содержанию золы (A) и другим показателям.

Антрациты — наиболее метаморфизированные угли, и граница между ними и каменными углями определяется выходом летучих веществ — менее 8% (масс.) и теплотой сгорания — выше 33,9 МДж/кг. Вследствие высокого содержания углерода ожигание антрацита гидрогенизацией его практически невозможно, а газификация затруднена, т. е. этот вид угля непригоден в качестве сырья для производства моторных топлив.

Сравнительная характеристика различных видов торфа и углей приведена в табл. 3.3 [68].

В 1956 г. была создана Международная классификация, в соответствии с которой угли подразделяют на 11 классов в зависимости от выхода летучих веществ на горючую массу (а при их количестве >33% — по теплоте сгорания влажного беззольного угля). Каждый класс делится на группы по показателю спекаемости, а каждая группа — на семь подгрупп, различающихся коксуемостью.

По классификации США ASTM, применяемой и в ряде других стран, угли в зависимости от стадии метаморфизма и состава подразделяют на четыре класса: антрациты, битуминозные, суббитуминозные и лигниты. Основными классификационными параметрами при этом служат содержание углерода на сухой обеззоленный уголь, выход летучих веществ и теплота сгорания угля с естественной пластовой влажностью [68].

Действующие сегодня классификации рассматривают уголь в основном как энергетическое топливо, поэтому в них недостаточно отражены свойства, важные для процессов химико-технологической переработки. В настоящее время во многих странах ведутся исследования по разработке методов однозначной оценки пригодности любого угля для различных направлений его технологического использования, в том числе и для переработки в моторные топлива. В Советском Союзе в последние годы завершена разработка такой единой классификации углей на основе их генетических и технологических параметров (ГОСТ 25543—82). По этой классификации петрографический состав угля выражается содержанием фюзинизированных микрокомпонентов (ΣОК). Стадия метаморфизма определяется по показателю отражения витринита (R^o), а степень восстановленности выражается комплексным показателем: для бурых углей — по выходу смолы полукоксования, а для каменных углей — по выходу летучих веществ и спекаемости. Каждый из классификационных параметров отражает те или иные особенности вещественного состава и молекулярной структуры углей.

Все процессы переработки угля в жидкие топлива, разрабатываемые в настоящее время, можно разделить на три группы: пиролиз (полукоксование) с получением жидкой углеводородной фракции и твердого карбонизированного остатка;

прямое гидрогенизационное ожигание;

газификация угля с последующей переработкой синтез-газа в жидкие топлива.

Первые две группы процессов относятся к методам разложения, а третья группа — к синтезу.

Пиролиз угля

Пиролиз — разложение органического вещества угля путем его нагревания в отсутствие воздуха и других окислителей, сопровождается перераспределением водорода между образующимися летучими (газообразными и жидкими) продуктами и углеродистым твердым остатком. Этот метод является наиболее старым и простым способом получения жидких продуктов и газов из углей. В настоящее время пиролизом получают в промышленных масштабах кокс и различные производные каменно-угольной смолы (в начале 1940-х годов смолы пиролиза применялись в Германии для получения моторных топлив).

В зависимости от конечной температуры нагрева угля различают низкотемпературное полукоксование (480—600°C), среднетемпературное коксование (600—900°C) и высокотемпературный пиролиз (выше 900°C). Для промышленных процессов коксования угля, в котрых обычно используется медлен-

ное нагревание, целевым продуктом служит кокс, а выход жидких продуктов не превышает 5—8% (масс.). При пиролизе углей, как правило, получают четыре основных продукта: кокс или полукокс, смолу, состоящую преимущественно из сложных жидких углеводов, газы и подсмольную воду. Их соотношения определяются условиями ведения процесса.

Потенциальный выход жидких продуктов (смолы) при пиролизе углей и горючих сланцев может быть оценен методом Фишера (так называемый ретортный метод), который позволяет сопоставить данные для различных видов сырья. Выход летучих веществ и их состав зависят от ряда факторов.

Основанная на изучении промышленных процессов коксования теория пиролиза Фукса—Кревелена утверждает, что механизм пиролиза угля можно с достаточной степенью точности рассматривать как цепочку последовательных реакций распада исходного органического вещества угля, ускоряющихся по мере его нагревания. С учетом такого механизма в кинетическое уравнение пиролиза вместо времени вводится температура и тем самым исключается влияние скорости нагрева угля на выход и состав продуктов пиролиза [69]. В соответствии с этими представлениями различают три основные стадии пиролиза углей. На первой стадии в интервале температур 100—300°C образование летучих продуктов невелико, и они представлены преимущественно газом, состоящим из оксидов углерода и водяного пара. На второй, так называемой активной, стадии при температурах 300—500°C выделяется более 75% всех образующихся летучих веществ. Третья стадия при температуре выше 500°C сопровождается вторичной газификацией, связанной с превращением карбонизированного остатка и выделением легких газообразных продуктов, прежде всего водорода.

Выход продуктов пиролиза в первую очередь определяется качеством исходного угля, прежде всего соотношением в его составе водорода и углерода. Р. Пробстейном и Р. Хиксом было установлено, что для сухого обеззоленного угля выход смолы (V_c) по методу Фишера (в реторте Фишера) с достаточной степенью точности можно рассчитать по следующей формуле [70]:

$$V_c = 29,1H/C - 12,1.$$

Типичный выход продуктов, найденный по методу Фишера, для углей различных классов представлен в табл. 3.4 [71].

Смолы, образующиеся из каменных углей при температурах ниже 700°C, представляют собой относительно подвижную темно-коричневую маслянистую жидкость, содержащую фенолы, пиридиновые основания, парафины и олефины. Смолы, получаемые при пиролизе бурых углей, могут содержать до

Таблица 3.4. Типичный выход продуктов при пиролизе углей

Уголь	Кокс, % (масс.)	Смола, л/т		Газ, м³/т	Вода, % (масса)
		легкая	всего		
Битуминозный:					
со средним содержанием летучих	83	7	86	61	4
с высоким содержанием летучих А	76	10	139	61	6
То же, В	70	9	135	63	11
Суббитуминозный:					
А	59	7	93	83	23
В	58	5	69	71	28
Лигнит	37	5	68	66	44

10% твердых парафинов, что обуславливает их застывание уже при температурах 6—8°C. Тяжелые смолы пиролиза (процесс при температуре выше 700°C) — это битумоподобные вязкие смеси, содержащие большую долю поликонденсированных ароматических углеводов, обычно нестабильны и при повторном нагревании полимеризуются. Легкая часть смолы состоит преимущественно из бензола, толуола и ксилолов. В составе смол пиролиза обычно присутствуют в значительных количествах серо-, азот- и кислородсодержащие соединения. Для получения товарных моторных топлив из смол пиролиза требуется применение специальных гидрогенизационных процессов.

Исследования советских ученых [72] показали, что теория Фукса—Кревелена приближенно верна только в частном случае при медленном нагреве топлива. На основании этих исследований была предложена теория параллельного первичного реагирования. Согласно этой теории при мгновенном (за доли секунды) нагревании угля в заданных условиях исходные многоатомные молекулы реагируют одновременно по ряду параллельно протекающих первичных реакций, в том числе ранее неизвестных, при которых в исходном топливе с разной скоростью разрываются различные по энергетической прочности межатомные связи.

При нагревании со скоростями 10^3 — 10^7 град/с проявляются неизвестные ранее первичные реакции, имеющие высокие энергии активации. Они не протекают при медленном нагревании угля, так как в этом случае происходит взаимодействие по слабым связям между атомами и их группами, и при последующем нагревании исходные макромолекулы угля уже не существуют в реагирующей смеси, превращаясь в другие соединения, которые трудно поддаются разложению. Таким образом, на процесс пиролиза помимо температуры и природы

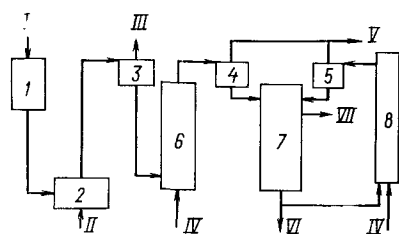


Рис. 3.1. Схема процесса высокоскоростного пиролиза угля по методу ЭНИН:

1 — бункер сырого угля; 2 — мельница; 3 — циклон сухой пыли; 4 — циклон горячий пыли; 5 — циклон горячего теплоносителя; 6 — реторта нагрева; 7 — реактор пиролиза; 8 — технологическая топка; I — сырой уголь; II — топочные газы; III — газы на дымосос; IV — воздух; V — газы в топку котла; VI — полужидкий кокс; VII — смола и газ пиролиза

исходного сырья большое влияние оказывает скорость его нагрева.

На основе теории параллельного первичного реагирования разработан процесс ЭНИН изотермического высокоскоростного пиролиза, позволяющий значительно повысить выход жидких продуктов и улучшить их качественный состав. Принципиальная схема процесса представлена на рис. 3.1 [72]; по этой схеме в настоящее время действуют несколько опытно-промышленных установок. Пиролиз тонкоизмельченного угля проводится при его нагревании вначале газовым, а затем твердым теплоносителем. Выходящие из реактора продукты пиролиза подвергаются закалке за счет быстрого охлаждения и стабилизации. Смола пиролиза разгоняют на фракции, которые подвергают гидрогенизационной переработке с целью получения товарных моторных топлив. Газ пиролиза и полужидкий кокс используют как энергетическое топливо.

В ходе исследований различных видов углей на опытной установке были получены стабильные выходы смолы на уровне 25—26% (масс.) на исходное сырье, что в 3,5—4 раза превышает выход по методу Фишера. Выход бензиновой фракции из смолы составлял при этом $\approx 28\%$ (масс.) против $\approx 2\%$ (масс.) по методу Фишера [73].

За рубежом в настоящее время также отрабатываются на опытных установках процессы, основанные на методе высокоскоростного пиролиза. Так, в процессе «Garrett» угольная пыль подвергается пиролизу за время 0,10—0,12 с при температуре 580°C в реакторе со спутным потоком. В качестве теплоносителя используют полужидкий кокс, получаемый в процессе. Выход смолы из битуминозных углей США составляет около 35% на горючую массу.

Метод высокоскоростного пиролиза по выходу жидких продуктов и их составу превосходит обычные процессы коксования и полужидкого коксования угля. Вместе с тем для его осуществления требуется хорошо измельченный уголь и использование реакторов с ожженным слоем или со спутным потоком, а также специальная система быстрого охлаждения продуктов пиролиза. Все это усложняет оборудование и удорожает процесс.

К достоинствам процессов, основанных на пиролизе угля, следует отнести низкое давление, отсутствие дополнительных источников водорода и химических реагентов, сравнительную простоту оборудования и малую капиталоемкость. Однако эти процессы, включая и изотермический высокоскоростной пиролиз, дают сравнительно низкий выход жидких продуктов. В полученных смолах пиролиза содержатся около 35% (масс.) фенолов и значительные количества асфальтенов и осмоляющихся веществ, т. е. требуется специальная очистка и глубокая гидрогенизационная переработка их для получения товарных топлив. Учитывая высокий выход полужидкого кокса, возможность его утилизации может быть ключевым фактором при определении масштабов внедрения процессов пиролиза, которые вряд ли можно рассматривать как целевые для производства моторных топлив из угля.

Одним из направлений развития процесса пиролиза является гидропиролиз, представляющий собой коксование угля в среде водорода. В этом процессе на стадии выделения летучих веществ протекают реакции между образующимися свободными радикалами и водородом, что позволяет сдвинуть равновесие между основными, характерными для пиролиза, реакциями — полимеризацией и крекингом — в сторону последнего. Количество выделяющихся летучих веществ в присутствии водорода существенно выше, чем в среде инертного газа. В процессе гидропиролиза при температурах выше 500°C и давлении около 14 МПа может быть превращено в жидкие продукты свыше 70% угля, вдуваемого в реактор в пылевидной форме. Остальная часть угля превращается в газообразные углеводороды, которые могут служить источником получения водорода.

Принцип гидропиролиза используется в процессе «Coal-sol», испытанном на демонстрационной установке в США. Использование водорода под высоким давлением существенно повышает затраты на процесс по сравнению с обычным пиролизом.

Гидрогенизация угля

Гидрогенизационная переработка угля — наиболее универсальный метод прямого ожижения. Теоретические основы воздействия водорода на органические соединения под давлением были разработаны в начале XX в. академиком В. Н. Ипатьевым. Первые широкие исследования по применению гидрогенизационных процессов к переработке угля были проведены немецкими учеными в 1910—1920-х гг. В период 1920—1940-х гг. в Германии был создан ряд промышленных предприятий на базе этой технологии. В 1930—1950-е гг. опытные и промышленные установки по прямому ожижению угля методом гид-

рогенизации были сооружены в СССР, Англии, США и некоторых других странах.

В результате гидрогенизационной переработки происходит растворение органической массы угля и насыщение ее водородом в степени, зависящей от назначения целевых продуктов. Производство товарных моторных топлив обеспечивается за счет переработки получаемых на первой (жидкофазной) стадии жидких продуктов методами паровфазной гидрогенизации.

При жидкофазной гидрогенизации углей в температурном интервале 300—500 °С происходит разрушение сложной матрицы угля, сопровождающееся разрывом химических связей и образованием активных свободных радикалов. Последние, стабилизируясь водородом, образуют молекулы меньшего размера, чем исходные макромолекулы. Рекомбинация свободных радикалов приводит также к образованию высокомолекулярных соединений [74]. Водород, необходимый для стабилизации радикалов, частично обеспечивается за счет применения растворителей — доноров водорода. Это — соединения, которые, взаимодействуя с углем, при высоких температурах дегидрируются, выделяющийся при этом атомарный водород присоединяется к продуктам деградации угля. Растворитель-донор водорода является также пастообразователем. Чтобы находиться в условиях гидрогенизационного процесса в жидкой фазе, он должен иметь температуру кипения выше 260 °С. Хорошими водородно-донорными свойствами обладают конденсированные ароматические соединения, прежде всего тетралин. Более высококипящие соединения этой группы (нафталин и крезол) менее активны, но при их смешении с тетралином возникает эффект синергизма: смесь равных частей тетралина и крезола обладает более высокой донорной способностью, чем каждый в отдельности [70].

На практике наибольшее распространение в качестве растворителей-доноров водорода получили не индивидуальные вещества, а дистиллятные фракции продуктов ожижения угля с высоким содержанием конденсированных ароматических соединений. Вредными примесями в растворителях являются полярные соединения, например фенолы, а также асфальтены, содержание которых не должно превышать 10—15%. Для поддержания донорных свойств циркулирующий растворитель подвергается гидрированию. С помощью растворителя обычно удается «передать» углю не более 1,5% (масс.) водорода. Повышение глубины превращения органической массы угля достигается введением газообразного молекулярного водорода непосредственно в реактор.

На основе многочисленных исследований установлено, что для гидрогенизационной переработки в жидкие продукты предпочтительны каменные угли невысоких стадий метаморфиз-

Таблица 3.5. Характеристика бурых углей Канско-Ачинского и каменных углей Кузнецкого бассейнов

Месторождение, район	Состав, % (масс.)						$\bar{R}^0$, %
	W^a	A^d	V^{daf}	S_t^d	C^{daf}	H^{daf}	
Канско-Ачинский бассейн							
Месторождение							
Бараидатское	36	7	46	0,3	72	4,6	0,35
Итатское	40	11	46	0,7	70	4,7	0,35
Березовское	32	7	48	0,3	71	5,1	0,34
Приша-Бородинское	32	9	47	0,2	73	5,0	0,36
Назаровское	37	13	47	0,6	70	4,7	0,41
Абанское	33	9	47	0,4	71	5,1	0,36
Урюпинское	34	8	47	0,3	71	4,8	0,35
Кузнецкий бассейн							
Районы							
Ленинский	9	7	40	0,5	80	5,6	0,63
Ерунаковский	6	7	38	0,5	84	5,7	0,73
Терсинский	7	8	35	0,5	84	5,4	0,82
Плотниковский	7	8	39	0,6	82	5,6	0,65

ма и бурые угли с показателем отражательной способности витринита $\bar{R}^0=0,35—0,95$ и содержанием инертных петрографических микрокомпонентов не выше 15% (масс.). Эти угли должны содержать 65—86% (масс.) углерода, более 5% (масс.) водорода и не менее 30% (масс.) летучих веществ в расчете на органическую массу. Содержание золы в них не должно превышать 10% (масс.), так как высокая зольность отрицательно сказывается на материальном балансе процесса и затрудняет эксплуатацию оборудования [75]. В нашей стране этим требованиям в наибольшей степени отвечают бурые угли Канско-Ачинского и каменные угли Кузнецкого бассейнов (табл. 3.5) [76].

Пригодность углей для производства жидких топлив гидрогенизацией может быть оценена по данным элементного состава. И. Б. Рапопортом было установлено, что выход жидких продуктов гидрогенизации в расчете на органическую массу угля уменьшается с ростом массового отношения в его составе углерода к водороду и достигает минимального значения (72%) при $C:H=16$ [77]. Статистический анализ состава и способности к ожижению американских углей позволил установить с корреляцией 0,86 следующую линейную зависимость выхода жидких продуктов [$Q_{ж}$, % (масс.)] от содержания [% (масс.)] в исходном деминерализованном угле водорода и органической серы [78]:

$$Q_{ж}=11,789H_2+1,572S-47,564.$$

Линейная зависимость несколько иного вида с корреляцией 0,85 была получена при исследовании австралийских углей [78]:

$$Q_{ж} = H/C + 0,80/C.$$

Бурые угли легко подвергаются ожигению, но в них, как правило, содержится много кислорода (до 30% на ОМУ), на удаление которого требуется значительный расход водорода. В то же время содержание в них азота, для удаления которого также требуется водород, ниже, чем в каменных углях.

Важными физическими характеристиками являются пористость и смачиваемость растворителем. На степень ожигаемости углей существенно влияют содержащиеся в них минеральные примеси и микроэлементы. Оказывая физическое и каталитическое воздействие в процессах ожигения, они нарушают прямую зависимость между выходом жидких продуктов и составом органической части угля [65].

Основными параметрами, влияющими на степень ожигения угля и свойства получаемых при жидкофазной гидрогенизации продуктов, являются температура и давление, при которых проводится процесс. Оптимальный температурный режим жидкофазной гидрогенизации находится в пределах 380—430 °С и для каждого конкретного угля лежит в своем узком интервале. При температурах выше 460 °С происходит резкое увеличение газообразования и формирование циклических структур. С увеличением давления процесса растет скорость ожигения углей [79].

Известны два способа осуществления жидкофазной гидрогенизационной переработки углей с целью получения синтетических моторных топлив — термическое растворение и каталитическая гидрогенизация.

Термическое растворение представляет собой мягкую форму химического преобразования угля. При взаимодействии с растворителем-донором водорода часть органического вещества угля переходит в раствор и после отделения твердого остатка обычно представляет собой высококипящий экстракт угля, освобожденный от минеральных веществ, серо-, кислород- и азотсодержащих соединений и других нежелательных примесей. Для повышения степени конверсии угля в раствор может подаваться газообразный водород. В зависимости от типа исходного угля, растворителя и условий процесса методом термического растворения могут быть получены продукты различного назначения.

Впервые технология термического растворения угля была предложена А. Поттом и Х. Броше в 1920-х годах. К началу 1940-х годов в Германии на базе этой технологии действовала установка производительностью 26,6 тыс. т в год экстракта.

На этой установке паста, состоящая из одной части измельченного каменного угля и двух частей растворителя, нагревалась в трубчатой печи до 430 °С под давлением 10—15 МПа. Жидкие продукты отделялись от нерастворившегося угля и его минеральной части фильтрованием при температуре 150 °С и давлении 0,8 МПа. В качестве растворителя применяли смесь тетралина, крезолы и среднего масла жидкофазной гидрогенизации пска каменноугольной смолы. Выход экстракта с температурой размягчения 220 °С и содержанием 0,15—0,20% (масс.) золы составлял около 75% (масс.) от органического вещества угля. Экстракт использовали в основном как сырье для получения высококачественного электродного кокса [77].

Начиная с 1960-х годов, в ряде стран были разработаны и реализованы на опытных и демонстрационных установках процессы нового поколения, основанные на термическом растворении угля. По целевому назначению их можно разделить на два типа: 1) процессы, в которых получают лишь первичные твердые или жидкие в обычных условиях продукты, предназначенные, как правило, для сжигания в топках электростанций, и 2) процессы, предусматривающие переработку первичных продуктов в более квалифицированные (в первую очередь, в моторные) топлива с помощью вторичных процессов термической переработки, гидрогенизации и облагораживания.

Разработанный в США процесс экстракционной очистки угля SRC («Solvent Refined Coal») в базовом варианте SRC-I проводится при температуре в реакторе 425—470 °С, давлении 7—10 МПа и времени пребывания в зоне реакции ≈ 30 мин. Главным продуктом процесса является очищенный от серы угольный экстракт, затвердевающий при температуре 150—200 °С.

В модифицированном варианте процесса SRC-II, схема которого приведена на рис. 3.2, за счет повышения давления до 14 МПа и увеличения времени пребывания угольной пасты в реакционной зоне в качестве главного целевого продукта получают жидкое топливо широкого фракционного состава [79]. Исходный уголь после измельчения и сушки смешивается с горячей угольной суспензией. Полученную пасту вместе с водородом пропускают через нагреватель с огневым обогревом и затем направляют в реактор. Требуемые температура и парциальное давление водорода поддерживаются подачей в несколько точек реактора холодного водорода. Продукты реакции вначале разделяются в газосепараторах. Выделенный из жидких продуктов газ, содержащий преимущественно (I ступень) водород и газообразные углеводороды с примесью сероводорода и диоксида углерода, после охлаждения до 38 °С направляется в систему очистки от кислых газов. На криогенной установке выделяются газообразные углеводороды C₃—C₄ и очищенный водород (он возвращается в процесс). Оставшаяся метановая фракция после метанирования содержащегося в ней оксида углерода подается в топливную сеть. Жидкие про-

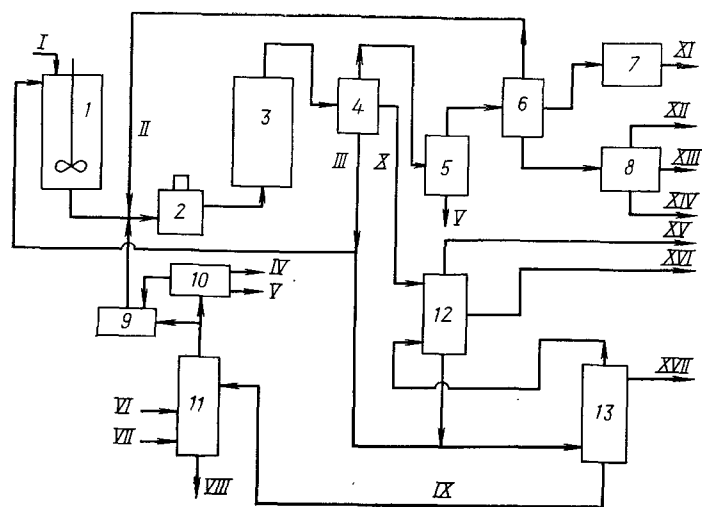


Рис. 3.2. Схема процесса термического растворения угля SRC-II:

1 — смеситель для приготовления пасты; 2 — печь для нагрева пасты; 3 — реактор; 4 — блок газосепараторов; 5 — абсорбер кислых газов; 6 — криогенное разделение газа; 7 — блок очистки топливного газа; 8 — разделение газообразных углеводородов; 9 — блок очистки синтез-газа и выделения водорода; 10 — блок получения серы; 11 — реактор газификации остатка; 12 — атмосферная колонна; 13 — вакуумная колонна; I — осушенный порошкообразный уголь; II — водород; III — угольная суспензия; IV — технологическое топливо; V — сера; VI — кислород; VII — водяной пар; VIII — инертный остаток; IX — остаток минеральной части угля; X — жидкий продукт после сепарации газов; XI — топливный газ; XII — этан; XIII — пропан; XIV — бутаны; XV — бензиновая фракция на очистку и риформинг; XVI — средний дистиллят на обогащение; XVII — тяжелый дистиллят

дукты из газосепараторов поступают в атмосферную колонну, где разделяются на бензиновую фракцию (28—193°C), средний дистиллят (193—216°C) и тяжелый дистиллят (216—482°C). Образующаяся на I ступени разделения в газосепараторах угольная суспензия разделяется на два потока: один подается на смешение с исходным углем, другой — в вакуумную колонну. С верха вакуумной колонны часть жидкого дистиллята, содержащегося в суспензии, отводится в атмосферную колонну, а остаток с низа идет на получение синтез-газа, используемого для производства водорода или в качестве топлива.

В расчете на сухой обеззолненный битуминозный уголь выход продуктов в процессе SRC-II при расходе водорода 4,4% (масс.) составляет [% (масс.)] [79]:

Метан	5,8	Органические вещества, нерас-	4,6
Этан	4,4	творимые в пиридине	
Газы C ₃ —C ₄	6,3	Зола	12,0
Бензиновая фракция	10,2	Вода	6,2
Средний дистиллят	17,9	Остаточная сера и сероводород	3,6
Тяжелый дистиллят	7,9	Оксиды углерода	1,0
Остаток >482°C	24,0	Аммиак	0,4

Процесс термического растворения угля EDS («Exxon Donor Solvent») предназначен для производства синтетической нефти с последующей переработкой ее в моторные топлива [80]. По этой технологии уголь после измельчения и сушки смешивается с горячим растворителем-донором водорода. В качестве последнего используют фракцию 200—430°C жидкого продукта процесса, предварительно гидрируемую в аппарате со стационарным слоем Co—Mo-катализатора. Смесь подается в проточный реактор с восходящим потоком вместе с газообразным водородом, где при температуре 430—480°C и давлении 14—17 МПа происходит термическое растворение угля. Полученные продукты разделяются (в газосепараторе и вакуумной ректификацией) на газы и фракции, выкипающие в пределах до 540°C и остаток >540°C, в котором содержатся также непрореагировавший уголь и зола. Выход продуктов, степень конверсии и другие показатели процесса зависят от типа перерабатываемого угля. На выход и состав жидких продуктов влияет также рециркуляция остатка. Например, при различном технологическом оформлении процесса (без рециркуляции остатка—I и с рециркуляцией остатка—II) выход фракций составляет [% (масс.)] [81]:

	I	II
C ₁ —C ₂	—	20,8
C ₃ —C ₄	5,3	9,0
Бензин	35,1	45,6
Средние дистилляты	35,0	24,3
Тяжелое котельное топливо	24,6	—

В зависимости от типа сырья выход жидких продуктов на сухой и обеззолненный уголь при полной рециркуляции остатка может меняться от 42 до 51% (масс.), а выход газов C₁—C₃ — от 11 до 21% (масс.). Все получаемые фракции необходимо подвергнуть гидроочистке для удаления серы и азота. Содержание гетеросоединений увеличивается с возрастанием температуры кипения фракций.

Предлагаются два варианта технологической схемы процесса EDS, различающиеся способами производства водорода и топливного газа [82]. В первом варианте водород получают паровой конверсией легких газов, входящих в состав продуктов процесса, а топливный газ — при переработке остатка вакуумной перегонки жидкого продукта процесса на установке коксования с газификацией кокса («Флексикокинг»), на которой одновременно вырабатывают добавочное количество легких жидких продуктов. Термический к. п. д. такого процесса составляет около 56%.

Второй вариант обеспечивает максимальную гибкость в ассортименте продуктов. Около половины вакуумного остатка перерабатывается на установке «Флексикокинг» с получением

ем жидких продуктов и топливного газа, а из оставшегося его количества вырабатывают водород. Таким образом, легкие углеводородные газы, получаемые при термическом растворении, являются товарным продуктом. Термический к. п. д. этого варианта достигает 63%.

На базе технологии EDS в США в 1980 г. введена в действие демонстрационная установка мощностью 250 т угля в сутки, капитальные вложения в сооружение которой составили 370 млн. долл. Разработан проект промышленного предприятия мощностью 23 тыс. т угля в сутки, стоимость которого оценивается в 1,4 млрд. долл. (в ценах 1982 г.).

К достоинствам процессов термического растворения следует отнести более низкую, чем при пиролизе углей, рабочую температуру и возможность варьирования в относительно широких пределах качества получаемого жидкого продукта за счет изменения параметров процесса. Вместе с тем при термическом растворении глубокое превращение угля достигается при высоком давлении процесса и в составе получаемых продуктов преобладают высокомолекулярные соединения. Присутствие последних вызвано тем, что уже при невысоких температурах начинают протекать процессы рекомбинации образующихся свободных радикалов, сопровождающиеся формированием вторичных структур ароматического характера, менее реакционно-способных, чем исходное органическое вещество угля. Наличие в реакционной смеси доноров водорода и растворенного в пасте молекулярного водорода не может в достаточной степени препятствовать протеканию этих процессов [74]. При промышленной реализации этого метода возникает ряд трудностей. Сложной технической проблемой является отделение непрореагировавшего угля и золы от жидких продуктов. Получаемый целевой продукт в условиях процесса жидкий, а в нормальных условиях может быть полутвердым и даже твердым веществом, которое трудно транспортировать, хранить и перерабатывать в конечные продукты.

Каталитическая гидрогенизация. Увеличение степени конверсии угля, улучшение состава получаемых жидких продуктов и снижение давления процесса гидрогенизации возможно при применении катализаторов. Последние способствуют передаче водорода от растворителя к углю и активируют молекулярный водород, переводя его в атомарную форму.

Исследования в области прямой гидрогенизационной переработки угля с применением катализаторов были начаты немецкими учеными Ф. Бергнусом и М. Пиром в 1912 г. В результате этих работ в 1927 г. была сооружена первая промышленная установка каталитической гидрогенизации угля мощностью 100 тыс. т в год жидких продуктов (процесс Бергнуса — Пира). К началу 1940-х годов в Германии действовали уже 12 предприятий такого типа, на которых вырабатывалось до 4,2 млн. т в год моторных топлив, прежде всего авиационного бензина. В 1935 г. предприятие по гидрогениза-

ции угля было сооружено в Англии, а в США работы в данной области проводились на крупной опытной установке в период 1949—1953 гг.

В Советском Союзе исследования по гидрогенизации отечественных углей были начаты Н. М. Караваевым и И. Б. Рапопортом в 1929 г. Позднее значительный вклад в развитие этих работ внесли А. Д. Петров, А. В. Лозовой, Б. Н. Долгов, Д. И. Орошко, А. В. Фрост, В. И. Каржев и ряд других советских ученых. В 1937 г. был запроектирован и введен в эксплуатацию первый в нашей стране завод по гидрогенизационной переработке бурых углей в г. Харькове. К началу 1950-х годов было сооружено еще несколько подобных предприятий [74, 82].

В промышленных установках тех лет применяли трех- и четырехступенчатые схемы переработки угля [63]. На стадии жидкофазной гидрогенизации паста — 40% угля и 60% высококипящего угольного продукта с добавкой железного катализатора — подвергалась воздействию газообразного водорода при температуре 450—490°C и давлении до 70 МПа в системе из трех или четырех последовательно расположенных реакторов. Степень конверсии угля в жидкие продукты и газ составляла 90—95% (масс.). Поскольку экономичные методы регенерации катализаторов в то время не были разработаны, в большинстве случаев использовали дешевые малоактивные катализаторы на основе оксидов и сульфидов. железа. После прохождения системы реакторов и горячего сепаратора при температуре 440—450°C циркуляционный водородсодержащий газ и жидкие продукты отводили сверху. Затем в холодном сепараторе газ отделялся от жидкости и после промывки возвращался в цикл в смеси со свежим водородом. Жидкий продукт после двухступенчатого снижения давления для отделения углеводородных газов и воды подвергался разгонке, при этом выделяли фракцию с температурой конца кипения до 320—350°C и остаток (тяжелое масло, его употребляли для разбавления шлама гидрогенизации перед центрифугированием).

Жидкофазная гидрогенизация проводилась по двум схемам: с замкнутым циклом (полной рециркуляцией) по пастообразователю и с избытком тяжелого масла. По первой схеме работало большинство гидрогенизационных установок, ориентированных преимущественно на выпуск бензина и дизельного топлива. При работе с избытком тяжелого масла производительность установки по углю возрастала в 1,5—2 раза, но тяжелое масло необходимо было подвергать отдельной гидрогенизационной переработке в более легкокипящие продукты или использовать для получения электродного кокса.

При переработке углей с замкнутым по пастообразователю циклом выход жидких продуктов, выкипающих при температуре до 320°C, составлял 55—61% (масс.) при расходе водорода до 6% (масс.). Эти продукты, содержащих 10—15% фенолов, 3—5% азотистых оснований и 30—50% ароматических углеводородов, затем подвергали двухступенчатой гидрогенизации в паровой фазе на стационарном слое катализаторов гидрокрекинга. Суммарный выход бензина с октановым числом 80—85 по моторному методу достигал 35% (масс.), а при одновременном получении бензина и дизельного топлива их суммарный выход составлял около 45% (масс.) в расчете на исходный уголь; водород получали газификацией угля или полукокса.

Шлам, содержащий до 25% твердых веществ, направляли на переработку, которая являлась наиболее громоздкой и энергоемкой ступенью всего технологического цикла. После разбавления тяжелой фракцией гидрогенизата до содержания твердых 12—16% (масс.) шлам подвергали центрифугированию. Остаток с содержанием твердых около 40% перерабатывали полукосованием в барабанных вращающихся печах производительностью 10—15 т/ч и легкие жидкие продукты коксования смешивали с дистиллятной фракцией гидрогенизата. Получаемый при центрифугировании отгон тяжелого масла возвращали в цикл для приготовления пасты.

Низкая активность катализатора, трудности переработки шлама и другие факторы вызвали необходимость применения в процессе высоких давлений и большого количества водорода. Установки имели низкую единичную производительность, отличались значительной энергоемкостью и как ре-

зультат — высокой стоимостью получаемых жидких продуктов. Все это наряду с быстрым ростом добычи нефти обусловило закрытие к середине 1950-х годов или переориентацию практически всех предприятий по гидрогенизационной переработке угля, а объемы исследовательских работ в этой области резко сократились.

Интерес к гидрогенизации углей вновь возродился в начале 1970-х годов. Были созданы процессы второго поколения в различных странах и прежде всего в СССР, США и ФРГ. При разработке этих процессов главное внимание исследователей было направлено на снижение давления, увеличение производительности оборудования, снижение энергоемкости и усовершенствование способов переработки шлама и регенерации катализаторов. К настоящему времени предложено около 20 вариантов технологического оформления процессов прямого гидрогенизационного каталитического ожигения угля на различных установках — от лабораторных до демонстрационных, имеющих производительность от 50 до 600 т/сут по углю.

Рядом фирм ФРГ на базе ранее применявшегося процесса Бергюса — Пира с использованием нерегенерируемого железного катализатора разработана так называемая «новая немецкая технология» гидрогенизации угля. В отличие от старого процесса для получения пасты используют циркулирующий средний дистиллят (вместо слива, образующегося при центрифугировании). Жидкие продукты отделяются от твердого остатка вакуумной разгонкой (вместо центрифугирования), а шлам подвергается газификации для получения водорода. В результате удалось снизить рабочее давление с 70 до 30 МПа, повысить удельную производительность по углю, степень конверсии и термический к. п. д. В г. Боттропе (ФРГ) на базе этой новой технологии создана опытная установка производительностью по углю 200 т в сутки; характеристика ее такова [83, 84]:

Характеристика углей, % (масс.):

W _p	3,8—14,4
A	3,0—17,0
V	10,0—54,0
C	75,0—93,0
S	0,5—5,4
N	1,0—1,9
O	1,5—17,8
Выход продуктов гидрогенизации, % (масс.):	
газы C ₁ —C ₄	20,0
фракция 28—200 °C	13,0
фракция 200—325 °C	33,0
фракция >325 °C	40,0
Расходные показатели, т/сут:	
уголь	200,0
водород	12,0
технологическая вода	41,0
катализатор (Fe ₂ O ₃)	4,0
Термический к. п. д.	55,0

Среди разработанных за рубежом процессов каталитической гидрогенизации угля одним из наиболее подготовленных к промышленной реализации является процесс «H-Coal» (США). По этой технологии жидкофазную гидрогенизацию проводят с применением псевдоожигенного слоя активного мелкодисперсного Co—Mo-катализатора по схеме, приведенной на рис. 3.3 [66].

Сухой измельченный уголь смешивается с рециркулирующим продуктом гидрогенизации до образования пасты с содержанием 35—50% (масс.) угля, в которую затем вводится сжатый водород. Полученная смесь нагревается и подается под распределительную решетку в реактор с псевдоожигенным слоем катализатора. Процесс осуществляется при температуре 425—480 °C и давлении около 20 МПа. Продукты реакции и непревращенный уголь непрерывно отводятся из реактора сверху, а отработанный катализатор — снизу. Постоянный вывод и регенерация катализатора обеспечивают поддержание его высокой активности.

Пары, выводимые из реактора, после конденсации разделяются на водород, углеводородные газы и легкий дистиллят. Газы направляются на очистку, а водород на рециркуляцию. Жидкие продукты с верха реактора поступают в сепаратор, в котором отделяется фракция, подвергаемая затем разгонке с получением легкого и тяжелого дистиллятов. Из первой получают бензиновые и дизельные фракции. Остаточный продукт, выводимый с низа сепаратора, делится в гидроциклонах на два потока: с малым и высоким содержанием твердых веществ.

Первый поток используют в качестве пастообразователя, а второй обрабатывают осадителем и выделившийся шлам с содержанием до 50% твердых частиц газифицируют для получения водорода. Жидкий продукт, остающийся после отделения шлама, подвергают вакуумной разгонке с получением тяжелого дистиллята и остатка, используемого в качестве котельного топлива.

Выход целевых продуктов в процессе «H-Coal» достигает 51,4% (масс.) на органическую массу угля, в том числе бензиновая фракция (28—200 °C) — 25,2% (масс.), средний дистиллят (200—260 °C) — 12,9% (масс.) и тяжелый дистиллят — 13,3% (масс.). Расход водорода на жидкофазную гидрогенизацию составляет 4,7% (масс.). Процесс отработан на опытной установке мощностью по углю 600 т в сутки.

В нашей стране Институтом горючих ископаемых (ИГИ) совместно с институтами Грозгипронефтехим и ВНИИнефтемаш в 1970-х годах был выполнен широкий комплекс исследований в области гидрогенизационной переработки угля в жид-

Таблица 3.6. Характеристика жидких продуктов различных процессов гидрогенизации угля в сравнении с нефтью

Показатель	Продукт жидкофазной гидрогенизации в процессах					Легкая арабийская нефть
	SRC-II	EDS	«новая немецкая технология»	«H-Coal»	ИГИ	
Плотность, кг/м ³	942,7	881,6	950,0	899,6	896,2	856,0
Элементный состав, % (масс.):						
C	84,60	86,50	86,60	86,20	86,48	85,50
H	10,50	11,20	9,05	11,20	11,43	12,60
N	0,80	0,30	0,75	0,50	0,22	0,20
S	0,30	0,10	0,10	0,30	0,62	1,70
O	3,80	1,90	3,50	1,80	1,25	—

процесс. Угледородный газ используется для получения водорода в количестве 50—60% от его потребления в процессе. Остальной необходимый водород получают на отдельной установке путем газификации угля или остатков от переработки шлама.

Переработка шлама — одна из наиболее сложных с технической точки зрения стадий процесса — в схеме ИГИ проводится в две ступени. На первой шлам фильтруется до остаточного содержания твердых веществ около 30% (масс.), а на второй он подвергается вакуумной дистилляции до содержания в получаемом остатке 50—70% (масс.) твердых веществ. Этот остаточный продукт сжигается в циклонной топке с жидким шлакоудалением. В процессе сжигания молибден на 97—98% переходит в газовую фазу (Mo_2O_3) и осаждается на золе, из которой затем извлекается методами гидрометаллургии для повторного использования. Тепло, выделяющееся при сжигании, может быть использовано для выработки 2,5—2,8 тыс. кВт·ч электроэнергии, или 11 т пара в расчете на каждую тонну шламового остатка.

Жидкие продукты гидрогенизационной переработки углей отличаются от обычной нефти элементарным составом и меньшим содержанием водорода, а также присутствием значительных количеств азот- и кислородсодержащих соединений и алкенов (табл. 3.6) [85, 86]. Поэтому для получения товарных моторных топлив они должны обязательно подвергаться вторичной газофазной гидрогенизационной переработке.

В схеме процесса ИГИ гидроочистка широкого дистиллята жидкофазной гидрогенизации угля с температурой кипения до 400 °C проводится под давлением 10 МПа последовательно в двух температурных зонах реактора во избежание протекания нежелательных реакций полимеризации, ведущих к образованию высококипящих соединений. В первой зоне при 230—250 °C

гидрируется часть алкенов, наиболее склонная к полимеризации. Затем при температуре ≈ 400 °C гидрируется основная масса алкенов и частично ароматические соединения; происходит также разрушение серо-, кислород- и азотсодержащих соединений. Гидроочистка осуществляется в присутствии алюмокобальтмолибденовых катализаторов, широко применяемых в нефтепереработке. Однако в ряде случаев из-за высокого содержания в угольных дистиллятах гетероатомных соединений эти катализаторы недостаточно эффективны или быстро отравляются. Поэтому требуются новые стабильные катализаторы.

Характеристики исходного дистиллята гидрогенизации бурого угля по технологии ИГИ и продуктов его гидроочистки приведены в табл. 3.7 [85]. Первичные дистиллятные продукты жидкофазной гидрогенизации угля отличаются нестабильностью. При хранении они изменяют цвет и образуют нерастворимые осадки, причиной чего служат присутствующие в них

Таблица 3.7. Характеристика и выход дистиллята жидкофазной гидрогенизации бурого угля и продуктов его гидроочистки

Показатель	Дистиллят гидрогенизации	Продукты гидроочистки дистиллята			
		суммарный	и. к.—180 °C	180—300 °C	>300 °C
Плотность, кг/м ³	896,2	857,2	761,5	864,0	866,0
Содержание, % (об.):					
фенолов	10,9	Следы	—	Следы	—
азотистых оснований	2,8	Следы	—	Следы	—
Иодное число, г I ₂ /100 г	18,7	1,9	0,2	0,7	2,6
Групповой углеводородный состав, % (масс.):					
парафины и нафены	55,0	54,7	76,0	58,2	43,9
ароматические углеводороды	45,0	45,3	24,0	41,8	56,1
Фракционный состав, °C:					
н. к.	81	72	72	176	297
50% (об.)	340	270	132	242	340
к. к.	426	420	182	305	420
Элементарный состав, % (масс.):					
C	86,48	86,97	86,01	87,27	87,00
H	11,43	12,79	13,98	12,65	12,52
S	0,62	0,05	0,01	0,03	0,06
N	0,22	0,01	—	—	0,02
O	1,25	0,18	—	0,05	0,40
Выход на исходный дистиллят, % (масс.)	100,0	96,6	13,0	45,4	41,6

составе в микроколичествах азотсодержащие соединения неосновного характера типа пиррола. Эти соединения могут не полностью удаляться при гидроочистке, и для получения достаточно стабильных продуктов в общую схему процесса рекомендуется включать адсорбционное и экстрактивное деазотирование широкого дистиллята гидрогенизации или его фракций [87].

Фракция н.к.—180°C гидроочищенного дистиллята имеет октановое число 66 (моторный метод) и характеризуется повышенным содержанием фактических смол и азотистых соединений. Для получения компонента высокооктанового автомобильного бензина требуется ее глубокая гидроочистка и последующий риформинг. Дизельная фракция вследствие высокого содержания ароматических углеводородов отличается относительно низким цетановым числом [88]. Фракция с температурой кипения 300—400°C, часть которой используют как компонент пастообразователя, может служить сырьем для гидрокрекинга с получением бензиновой и дизельной фракций. Материальный баланс гидрогенизации бурого угля Канско-Ачинского бассейна по двум вариантам технологии ИГИ представлен ниже (в числителе I вариант — переработка шлама до содержания твердых веществ 70%, в знаменателе II вариант — то же, 50%) [74]:

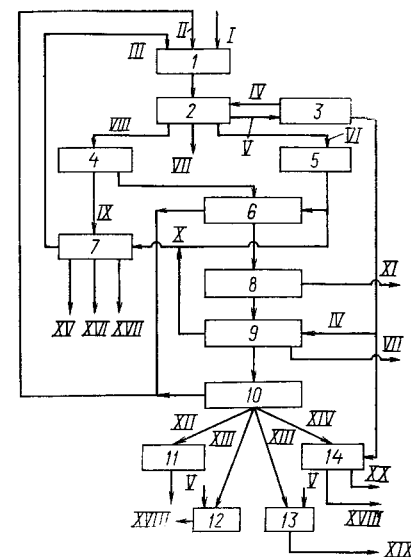
Взято [% (масс.)]		Получено [% (масс.)]	
Уголь	100,0/100,0	Бензин	18,2/14,2
в том числе:		Дизельное топливо	34,8/28,8
ОМУ	93,5/93,5	Фенолы	1,2/1,1
зола	5,0/5,0	Котельное топливо	31,8/43,1
влага	1,5/1,5	Вода	4,9/4,7
Катализатор	5,1/5,1	Газ для производства	12,5/11,3
Ингибитор	3,9/3,9	H ₂	
Водород (со стороны)	3,5/3,2	Сероводород	1,1/1,0
Итого	112,5/112,2	Аммиак	0,7/0,7
		Диоксид углерода	7,3/7,3
		и потери	
		Итого	112,5/112,2

Как видно, при полной переработке угля получается 45—55% (масс.) моторных топлив и химических продуктов.

Из продуктов ожижения угля методом ИГИ может быть также получено реактивное топливо типа ТС-1. Для этого выделенная из суммарного дистиллята жидкофазной гидрогенизации фракция 120—230°C после «обесфеноливания» должна пройти последовательно три стадии: низкотемпературное гидрирование (6 МПа, 230°C, широкопористый алюмоникельмолибденовый катализатор), гидроочистку (6 МПа, 380°C и тот же катализатор) и гидрирование ароматических углеводородов (6 МПа, 290°C, промышленный алюмопалладийсульфидный катализатор). Третья стадия необходима в случае, если в гидроочищенной фракции 120—230°C содержится более 22%

Рис. 3.4. Схема производства моторных топлив гидрогенизацией угля по технологии ИГИ — Грозгипро-нефтехим:

1 — подготовка угля; 2 — ожижение угля; 3 — производство водорода; 4 — выделение твердого остатка; 5, 6, 10 — ректификация; 7 — блок утилизации шлама; 8 — выделение фенолов; 9 — гидрирование; 11 — гидроочистка и риформинг; 12, 14 — гидрокрекинг; 13 — изомеризация и гидрирование; I — уголь; II — пастообразователь; III — катализатор; IV — водород; V — газы C₁—C₄ и CO; VI — жидкие продукты гидрогенизации; VII — NH₃, H₂S и CO₂; VIII — фракция >400°C; IX — твердый остаток; X — вода; XI — фенол, крезолы; XII — фракция н.к.—180°C; XIII — фракция 180—300°C; XIV — фракция 300—400°C; XV — зола на производство строительных материалов; XVI — технологический пар; XVII — электроэнергия; XVIII — бензин; XIX — реактивное топливо; XX — дизельное топливо



(масс.) ароматических углеводородов. По данным [89], выход товарного топлива при переработке угля Ирша-Бородинского месторождения составляет 9,5% (масс.) в расчете на суммарный жидкий продукт, или 18,7% (масс.) в расчете на широкую дистиллятную фракцию. Фракция 160—250°C жидкофазного гидрогенизата после гидроочистки, гидроизомеризации и гидрирования ароматических углеводородов может быть применена для получения реактивного топлива типа Т-8В [89, 90].

Включением в технологическую схему различных наборов процессов переработки гидрогенизата и его фракций в процессе ИГИ можно изменять соотношение получаемых бензина и дизельного топлива — от 1:0 до 1:2,6. Для максимального производства бензина дизельные фракции можно подвергать гидрокрекингу. Схема получения моторных топлив по одному из вариантов на базе технологии ИГИ представлена на рис. 3.4. При организации производства по этой схеме 3 млн. т в год моторных топлив потребуется 19,7 млн. т в год бурого угля Канско-Ачинского бассейна, в том числе 9 млн. т на гидрогенизацию, 3 млн. т на газификацию для производства водорода и 7,3 млн. т на энергетические нужды. При этом может быть обеспечена выработка следующих продуктов (в млн. т в год): бензина — 1,45, дизельного топлива — 1,62, сжиженных газов — 0,65, аммиака — 0,07 и серы — 0,066. Термический к. п. д. такого производства составляет 55% [74].

В зарубежных процессах гидрогенизации углей также намечается применять различные варианты обогащения и

вторичной переработки жидких продуктов. Например, в проекте комплекса по переработке на базе процесса SRC-II 30 тыс. т в сутки битуминозных углей США предусматривается все жидкие продукты гидрогенизации подвергать гидрокрекингу со степенью конверсии около 50%. Получаемая бензиновая фракция после дополнительной гидроочистки должна поступать на риформинг для получения компонента автомобильного бензина с октановым числом 100 (исследовательский метод). В целом на комплексе предполагается получать следующие продукты (тыс. т в сутки): автомобильный бензин—2,78, средние дистилляты—8,27, тяжелое котельное топливо—4,75, сжиженные газы—0,64 и сера—0,12. Капитальные затраты на сооружение комплекса оцениваются в 5,7 млрд. долл. (в ценах 1982 г.). Годовые эксплуатационные затраты при загрузке мощности на 90% составят (в млн. долл.): стоимость угля—420, энергетические затраты—101, катализаторы и химикаты—77, эксплуатационные материалы—114, содержание персонала (1900 человек)—79 [91].

Как показывают имеющиеся оценки, приведенные затраты на производство моторных топлив из угля методом гидрогенизации по разработанным к настоящему времени технологиям в несколько раз превышают затраты на получение их из нефтяного сырья при средней стоимости добычи последнего. Однако разница в затратах может быть уменьшена при сравнении с топливами, производимыми из нефти, добываемой, например, с помощью дорогостоящих методов повышения нефтеотдачи пластов или на глубоководных морских шельфах.

Продолжающиеся во многих странах исследовательские и опытно-конструкторские работы в области гидрогенизационной переработки углей направлены на совершенствование технологического и аппаратного оформления процессов, разработку новых катализаторов и добавок, повышение энергетической эффективности всех стадий. Эти поиски могут обеспечить снижение удельных затрат на получение моторных топлив из угля. Перспективным следует считать сочетание процессов гидрогенизации и газификации угля в едином потоке без усложняющих стадий разделения продуктов ожижения и без потерь энергии, затрачиваемой на нагрев сырья [92].

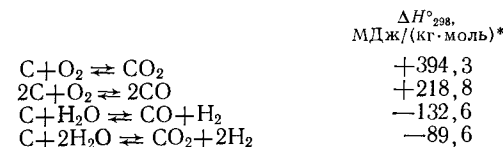
Газификация угля и синтез углеводородных топлив

При получении моторных топлив из угля путем его косвенного ожижения первой стадией является газификация.

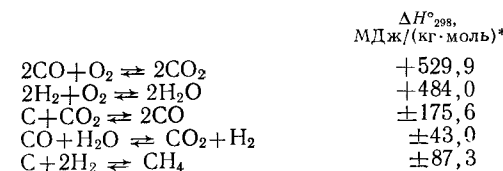
Газификация твердого топлива—это термический процесс, в ходе которого органическая часть топлива в присутствии окислителей (воздуха или технического кислорода, водяного пара) превращается в смесь горючих газов.

Уже в начале XIX столетия газ, полученный перегонкой угля, использовали для освещения улиц в крупных городах мира. Первоначально его получали в процессе коксования, но уже к середине века в промышленных масштабах была осуществлена безостаточная газификация кокса и угля в циклических, а затем и в непрерывно действующих газогенераторах. В начале текущего столетия газификация угля была распространена во многих странах мира и прежде всего для производства энергетических газов. В СССР к 1958 г. работало около 2500 газогенераторов различных размеров и конструкций, которые обеспечивали производство около 35 млрд. м³ в год энергетических и технологических газов из твердых топлив разных видов [93]. Однако в связи с последовавшим быстрым ростом добычи и транспорта природного газа объемы газификации твердого топлива как у нас в стране, так и за рубежом значительно сократились.

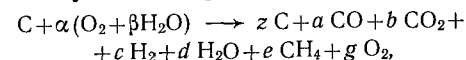
Газификация угля осуществляется при высоких температурах и представляет собой многостадийный гетерогенный физико-химический процесс. Органическая масса угля, в первую очередь углерод, входящий в ее состав, взаимодействует с газообразными окислителями. При этом протекают следующие первичные реакции углерода с кислородом и водяным паром [63]:



Образующиеся в ходе этих реакций продукты взаимодействуют с углеродом топлива, окислителями и между собой по реакциям:



Если принять допущение, что уголь состоит только из углерода, суммарную реакцию парокислородной газификации можно представить следующим образом [94]:



где α —число молей кислорода, приходящееся на 1 моль углерода; β —число молей воды на 1 моль кислорода в парокислородном дутье; z —число молей непрореагировавшего углерода; $a, b, \dots, g$ —число молей газообразных продуктов реакций.

Кроме указанных продуктов реакций при газификации углей в первой стадии их нагрева образуются продукты пиро-

* Теплоты реакций даны при температуре 15°C и давлении 0,1 МПа.

лиза. При газификации, как правило, практически вся органическая часть угля превращается в газ и, в отдельных случаях, частично в смолу, а минеральная часть с небольшой примесью непрореагировавшего топлива образует золу или жидкий шлак.

В отличие от гидрогенизации требования к сырью для процессов газификации не имеют существенных ограничений по стадии метаморфизма и петрографическому составу, но весьма значительна роль механической и термической прочности, спекаемости, содержания влаги, золы и серы. Ряд ограничений по этим параметрам снижается после предварительной обработки углей — сушки, окисления и т. п. Наиболее значимым показателем использования углей в тех или иных процессах газификации является температура плавления зольных остатков. Она определяет температурную область основного процесса и выбор системы шлакоудаления [75].

Активность твердых топлив и скорость газификации в значительной степени зависят от минеральных составляющих, выступающих в роли катализаторов. Относительное каталитическое влияние микроэлементов ископаемых углей при газификации может быть представлено следующим рядом [65]:

$Mn > Ba \gg V, Pb, Be \gg Y, Co > Ga > Cr > Ni > V > Cu$.

К основным параметрам, характеризующим отдельные процессы газификации твердых топлив, могут быть отнесены [95]: способ подвода тепла в реакционную зону; способ подачи газифицирующего агента; тип газифицирующего агента; температура и давление процесса; способ образования минерального остатка и его выгрузка.

Все эти параметры взаимосвязаны между собой и во многом определяются конструктивными особенностями газогенераторов.

По способу подвода тепла, необходимого для компенсации эндотермического эффекта реакции углерода с водяным паром, процессы газификации делят на автотермические и аллотермические. Автотермические процессы получили наибольшее распространение; в них тепло получают за счет сжигания части вводимого в процесс угля. В аллотермических процессах подвод тепла осуществляется путем прямого нагрева угля циркулирующим твердым, жидким или газообразным теплоносителем, косвенного нагрева теплоносителя через стенку реактора или с помощью погруженного в реактор нагревательного элемента.

Для организации процесса взаимодействия топлива и окислителя в реакторе используют сплошной движущийся слой кускового угля, спутный поток угля и окислителя в режиме уноса и псевдооживленный слой мелкозернистого угля. В газогенераторах со сплошным слоем организуется нисходящее движение кускового топлива и восходящее движение потока горя-

чих газов. Такой принцип обуславливает высокую химическую и термическую активность процесса и позволяет газифицировать большинство типов углей, за исключением спекающихся. Удельная производительность таких газогенераторов ограничивается уносом мелких фракций угля, что частично компенсируется увеличением давления. Умеренные температуры в верхней части слоя угля обуславливают повышенное содержание метана в продуктивном газе [до 10—12% (об.)], а также образование значительных количеств таких побочных продуктов, как смолы, жидкие углеводороды и фенолы.

В газогенераторах с псевдооживленным слоем загружают измельченный уголь — размер частиц 0,5—8,0 мм. Режим псевдооживления поддерживается подачей газифицирующего агента. Хорошее перемешивание в слое обеспечивает высокие скорости тепло- и массообмена, причем при газификации практически не образуются побочные жидкие продукты. Содержание метана в получаемом газе обычно не превышает 4% (об.). Вместе с тем в процессах с псевдооживленным слоем велик унос мелких частиц топлива, что снижает степень конверсии за один проход и осложняет работу оборудования последующих технологических стадий.

В газогенераторах, работающих в режиме уноса, перерабатывается пылевидный уголь. Он вводится в реактор в спутном потоке с парокислородным дутьем, при этом в реакционной зоне температура достигает 2000 °С. В таких газогенераторах можно перерабатывать все типы углей. Реакции в них проходят с высокой скоростью, что обеспечивает большую удельную производительность. Продуктовый газ практически не содержит метана, смол и жидких углеводородов. Но из-за высокой рабочей температуры расход кислорода в таких газогенераторах больше, чем в газогенераторах со сплошным или псевдооживленным слоем топлива, и для обеспечения высокого термического к. п. д. необходима эффективная система утилизации тепла. При эксплуатации подобных газогенераторов следует строго соблюдать режим подачи сырья, поскольку из-за малого количества одновременно находящегося в реакторе угля любое нарушение режима приводит к остановке процесса.

Одним из вариантов газификации в режиме уноса является использование водоугольной суспензии вместо сухого пылевидного топлива. При этом облегчается подача топлива в реактор и отпадает необходимость применения бункерных систем для его загрузки.

Обычно газифицирующими агентами в процессах газификации служат воздух, кислород и водяной пар. При паровоздушном дутье отпадает необходимость в установке воздухоразделения, что удешевляет процесс, но получающийся газ низкокалорийный, поскольку сильно разбавлен азотом воздуха. Поэтому

в схемах газификации предпочтение отдают парокислородному дутью и соотношение пара к кислороду определяют условиями проведения процесса. В процессах гидрогазификации в качестве одного из газифицирующих агентов используют водород и получают при этом высококалорийный газ, богатый метаном.

Температура газификации в зависимости от выбранной технологии может колебаться в широких пределах — от 850 до 2000 °С. Температурный режим определяется реакционной способностью угля, температурой плавления золы, требуемым составом получаемого газа. В автотермических процессах температура в реакторе контролируется соотношением пар:кислород в дутье. Для аллотермических процессов она лимитируется максимально возможной температурой нагрева теплоносителя.

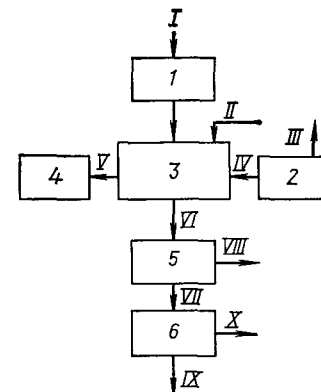
В различных процессах газификации давление может меняться от атмосферного до 10 МПа. Увеличение давления создает благоприятные условия для повышения температуры и энергетического к. п. д. процесса, способствует повышению концентрации метана в продуктивном газе. Газификация под давлением предпочтительна в случаях получения газа, используемого затем в синтезах, которые проводятся при высоких давлениях (снижаются затраты на сжатие синтез-газа). С увеличением давления можно повысить скорость газификации и единичную мощность газогенераторов. При газификации кускового и крупнозернистого топлива скорость газификации пропорциональна квадратному корню величины давления, а при газификации мелкозернистого и пылевидного топлива — величине давления [96].

В газогенераторах с жидким шлакоудалением процесс проводят при температурах выше температуры плавления золы (обычно выше 1300—1400 °С). «Сухозольные» газогенераторы работают при более низких температурах, и зола из них выводится в твердом виде.

В составе газа газификации помимо оксида углерода и водорода присутствуют соединения, содержащие серу и аммиак, которые являются ядами для катализаторов последующих синтезов, а также фенолы, смолы и жидкие углеводороды. Эти соединения удаляют на следующей за газогенератором ступени очистки. В промышленных процессах газификации для очистки синтез-газа от сернистых соединений и диоксида углерода применяют методы физического и химического поглощения этих компонентов. В качестве поглотителей используют метанол, пропиленкарбонат, N-метилпирролидон, сульфолан и диизопропаноламин, диметил- и полиэтиленгликоли, этаноламины и др. [95].

Для обеспечения оптимального соотношения $\text{CO}:\text{H}_2$ в синтез-газе в технологическую схему обычно включают специаль-

Рис. 3.5. Схема процесса газификации угля:
1 — сушка и измельчение угля; 2 — разделение воздуха; 3 — газификация; 4 — утилизация золы или шлака; 5 — очистка сырого газа; 6 — конверсия CO ; I — уголь; II — водяной пар; III — азот; IV — кислород; V — зола или шлак; VI — сырой газ; VII — очищенный газ; VIII — H_2S , NH_3 , смолы; IX — синтез-газ; X — CO_2



ный блок каталитической конверсии оксида углерода с водяным паром. Схема процесса газификации с получением синтез-газа, готового для дальнейшей переработки, приведена на рис. 3.5.

Для достижения максимального термического к. п. д. процесса газогенератор должен работать при повышенном давлении, с невысоким расходом кислорода и водяного пара, низкими потерями тепла. Желательно также, чтобы при газификации получалось минимальное количество побочных продуктов и процесс был пригоден для переработки различных углей. Однако некоторые из перечисленных факторов являются взаимоисключающими. Например, нельзя обеспечить невысокий расход кислорода и избежать при этом побочных продуктов. Поэтому в каждом конкретном случае требуется выбирать оптимальное сочетание параметров процесса.

В настоящее время разработано более 50 типов газогенераторов, однако промышленное применение нашли только четыре из них: газогенераторы «Lurgi», «Winkler», «Koppers-Totzek» и «Texaco». Основные показатели процессов газификации, осуществляемых на базе этих аппаратов, приведены в табл. 3.8 [95, 97].

Процесс «Lurgi» был впервые применен в промышленных масштабах в 1936 г. в Германии. В 1952 г. было создано второе поколение газогенераторов этого типа, и к настоящему времени в разных странах сооружено более 100 установок с генераторами «Lurgi». Производительность единичного аппарата возросла с 8 до 75 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ по сухому газу.

В газогенераторах «Lurgi» кусковой уголь вводится в реакционную зону через герметизированный загрузочный бункер и газифицируется в противотоке парокислородной смеси. Последняя подается под решетку, которая поддерживает слой угля; через эту же решетку выводится сухая зола. Объемное соотношение пар:кислород выбирается таким, чтобы температура слоя угля была ниже температуры плавления золы. В охлаждающей рубашке генератора образуется насыщенный водяной пар.

Уголь, поступающий в газогенератор, последовательно проходит три зоны нагрева. В первой зоне — верхняя часть реак-

Таблица 3.8. Характеристика современных промышленных газогенераторов

Показатель	Газогенератор			
	«Lurgi»	«Winkler»	«Koppers-Totzek»	«Техасо»
Характеристика угля: тип	Все угли, кроме коксующихся	Лигниты и суббитуминозные	Все угли	
размер частиц, мм	6—40	0,1—8	0,075 (70%)	0,1—10
содержание влаги, % (масс.)	До 30	До 12	До 8	До 40
Состояние угля в реакторе	Стационарный слой	Псевдоожиженный слой	Режим уноса	Водоугольная суспензия в режиме уноса
Рабочее давление, МПа	2,0—3,0	0,12—0,21	0,14	3,5—4,0
Максимальная температура в газогенераторе, °С	1200	1100	2000	1600
Вид дутья	Парокислородное			
Состояние золы	Сухая	Жидкий шлак		
Время пребывания угля в газогенераторе	1—3 ч	20—40 мин	0,5—10 с	1—10 с
Степень конверсии углерода, %	99	60—90	90—96	99
Максимальная единичная мощность газогенератора:				
по углю, т/ч	75	42,2	35,2	6,0
по газу, тыс. м³/ч	140	33	55	12
Расход, т/т ОМУ:				
кислорода	0,50	0,50	0,76	0,85
пара	1,90	0,88	0,24	0,30
Объемное отношение пар/кислород	5,9	3,1	0,55	0,64
Состав сырого газа*, % (об.):				
CO	20	30—50	55—66	55
H ₂	39	35—46	21—32	33
CO ₂	30	13—25	7—12	11
CH ₄	10	1—1,8	0,1	0,1
C _n H _m	0,7	—	—	—
Среднее отношение H ₂ :CO в газе	2,0	1,0	0,5	0,5
Теплота сгорания газа (высшая), МДж/м³	11,5	9—13	10,6—11,8	11,5
Термический к. п. д. газогенератора, %	75—85	45—75	75—85	75

* Без учета содержания сернистых соединений.

тора — при температуре 350°C он сушится горячими газами, в средней — при температуре $\approx 600^\circ\text{C}$ уголь подвергается полукоксованию с образованием газов, смолы и полукокса. В третьей зоне, расположенной у основания газогенератора, при температуре 870°C в результате реакций топлива с паром и кислородом образуется газ, который практически не содержит метана. Газ проходит слой угля снизу вверх, при этом его температура снижается, и в более холодных зонах реактора начинают протекать реакции образования метана. Таким образом, в получаемом продуктивном газе содержатся непредельные углеводороды и смолы, что требует обязательной очистки газа и обуславливает высокий расход воды для охлаждения и удаления нежелательных компонентов. Газ также содержит повышенное количество метана [до 8—12% (об.)].

Процесс газификации методом «Lurgi» отличается высокой степенью конверсии углерода, достигающей 99%. Термический к. п. д. газогенератора составляет 75—85%. Преимуществом процесса «Lurgi» является также то, что он проводится при повышенном давлении, что значительно увеличивает единичную производительность газогенератора и позволяет снизить затраты на сжатие газа при его использовании в дальнейших синтезах.

Процесс «Winkler» — первый промышленный процесс газификации угля. Максимальная единичная мощность действующих газогенераторов этого типа в настоящее время составляет 33 тыс. м³ газа в час. Процесс основан на переработке угля в псевдоожиженном слое при атмосферном давлении. Температура в слое поддерживается на 30—50°C ниже температуры размягчения золы, которая выводится из реактора в сухом виде.

Газогенератор «Winkler» представляет собой аппарат, футерованный внутри огнеупорным материалом, псевдоожиженный слой создается продуванием парокислородной смеси через измельченный уголь. Более крупные частицы угля газифицируются непосредственно в слое, а мелкие частицы выносятся из него и газифицируются при температуре 1000—1100°C в верхней части реактора, куда дополнительно подается газифицирующий агент. За счет интенсивного тепло- и массообмена в реакторе получаемый газ не загрязняется продуктами пиролиза и содержит мало метана. Около 30% золы выводится из реактора снизу в сухом виде при помощи винтового конвейера, остальная часть выносится газовым потоком и улавливается в циклоне и скрубберах.

Процесс «Winkler» обеспечивает высокую производительность, возможность переработки различных углей и управления составом конечных продуктов. Однако в этом процессе велики потери непрореагировавшего угля — до 25—30% (масс.), вы-

носимого из реактора, что ведет к потерям теплоты и снижению энергетической эффективности процесса. Псевдооживленный слой отличается большой чувствительностью к изменениям режима процесса, а низкое давление лимитирует производительность газогенераторов.

Представителем процессов газификации пылевидного топлива в режиме уноса является процесс «Koppers-Totzek». Первый промышленный газогенератор этого типа производительностью 4 тыс. м³ в час синтез-газа был создан в 1952 г.; современные газогенераторы имеют производительность по газу 36—50 тыс. м³/ч.

Газогенератор представляет собой аппарат конической формы с водяным охлаждением. Он снабжен двумя или четырьмя горелками, расположенными друг против друга, и футерован изнутри термостойким материалом. Высокая турбулизация реагентов, достигаемая за счет подачи встречных потоков топливной смеси с противоположных сторон камеры, обеспечивает протекание реакций с высокими скоростями и улучшение состава получаемого газа.

Уголь предварительно измельчается до частиц размером не более 0,1 мм и сушится до остаточного содержания влаги не выше 8% (масс.). Угольная пыль из бункеров подается в горелки потоком части необходимого для процесса кислорода. Остальной кислород насыщается водяным паром, нагревается и вводится непосредственно в камеру. Через трубчатую рубашку в реактор вводится перегретый водяной пар, который создает завесу, предохраняющую стенки реактора от воздействия высоких температур. При температуре газов в зоне горения до 2000°C углерод топлива практически полностью вступает в реакцию за 1 с. Горячий генераторный газ охлаждается в котле-утилизаторе до 300°C и «отмывается» водой в скруббере до содержания пыли менее 10 мг/м³. Содержащаяся в угле сера на 90% превращается в сероводород и на 10% — в сероокись углерода. Шлак выводится в жидком виде и затем гранулируется.

Вследствие высокой температуры процесса для газификации могут быть использованы угли любого типа, включая спекающиеся, а полученный газ беден метаном и не содержит конденсирующихся углеводородов, что облегчает его последующую очистку. К недостаткам процесса относятся низкое давление и повышенный расход кислорода.

Процесс «Техасо» основан на газификации водоугольной суспензии в вертикальном футерованном газогенераторе, работающем при давлении до 4 МПа. Он отработан на опытно-промышленных установках, и в настоящее время ведется строительство ряда крупных коммерческих газогенераторов. В процессе «Техасо» не нужна предварительная сушка угля, а

суспензионная форма сырья упрощает конструкцию узла его подачи. К недостаткам процесса относится повышенный расход топлива и кислорода, что обусловлено подводом дополнительного тепла на испарение воды.

Проводимые в настоящее время работы по совершенствованию автотермических процессов направлены в основном на повышение давления газификации, увеличение единичной мощности и термического к. п. д. реакторов, максимальное сокращение образования побочных продуктов. В автотермических процессах газификации до 30% угля расходуется не на образование газа, а на получение необходимого тепла. Это отрицательно сказывается на экономике процессов, особенно при высокой стоимости добычи угля. Поэтому значительное внимание уделяется в последнее время разработке схем аллотермической газификации твердого топлива с использованием тепла, получаемого от расплавов металлов или от высокотемпературных ядерных реакторов.

Процессы в расплаве являются вариантом газификации угля в режиме уноса. В них уголь и газифицирующий агент подаются на поверхность расплавов металлов, шлаков или солей, которые играют роль теплоносителей. Наиболее перспективен процесс с расплавом железа, поскольку можно использовать имеющиеся в ряде стран свободные мощности кислородных конвертеров в черной металлургии [97]. В данном процессе газогенератором служит полый, футерованный огнеупорным материалом аппарат-конвертер с ванной расплавленного (температура 1400—1600°C) железа. Угольная пыль в смеси с кислородом и водяным паром подается с верха аппарата перпендикулярно поверхности расплава с высокой скоростью. Этот поток как бы сдувает образовавшийся на поверхности расплава шлак и перемешивает расплав, увеличивая поверхность его контакта с углем. Благодаря высокой температуре газификация проходит очень быстро. Степень конверсии углерода достигает 98%, а термический к. п. д. составляет 75—80%. Предполагается, что железо играет также роль катализатора газификации. При добавлении в расплав извести последняя взаимодействует с серой угля, образуя сульфид кальция, который непрерывно выводится вместе со шлаком. В результате удается освободить синтез-газ от серы, содержащейся в угле, на 95%. Синтез-газ, полученный в процессе с расплавом, содержит 67% (об.) СО и 28% (об.) Н₂. Потери железа, которые должны восполняться, составляют 5—15 г/м³ газа.

Перспективным крупномасштабным и относительно недорогим источником высокопотенциального тепла для газификации твердых топлив может быть высокотемпературный газоохлаждаемый ядерный реактор, который находится сейчас в стадии разработки и опытной проверки. Реактор обеспечивает подвод

высокопотенциального тепла (950°C) для проведения процесса газификации угля. Тепло от промежуточного гелиевого контура будет передаваться в реактор паровой газификации непосредственно к углю, который под воздействием водяного пара превратится в синтез-газ. При газификации с использованием тепловой энергии высокотемпературного ядерного реактора потребность в угле на производство равного по сравнению с автотермическими процессами количества синтез-газа сократится на 30—50%, при этом экологическая чистота процесса повысится.

Из синтез-газа в зависимости от условий проведения процесса и используемого катализатора можно получать широкую гамму углеводородов и кислородсодержащих соединений. В промышленных масштабах на базе синтез-газа в настоящее время осуществляется производство таких продуктов, как метанол, жидкие углеводороды и др.

Еще в 1925 г. Ф. Фишером и Х. Тропшем был осуществлен синтез алифатических углеводородов из CO и H_2 , который был назван их именами. Синтез проводился на железных и кобальтовых катализаторах при атмосферном давлении и температуре $250\text{--}300^{\circ}\text{C}$ [77]. В исследовательской и промышленной практике широкое распространение получили модификации кобальтовых и железных катализаторов, плавленных, спеченных, цементированных и осажденных на кизельгуге, каолине и других носителях с различными структурными (Al_2O_3 , V_2O_5 , SiO_2) и химическими (CuO , CaO , ZnO , K_2O) промоторами [98]. В присутствии железных катализаторов увеличивается образование олефинов и кислородсодержащих соединений. Кобальтовые катализаторы способствуют образованию преимущественно алканов нормального строения, в значительной степени высокомолекулярных.

На параметры процесса синтеза Фишера—Тропша и состав получаемых продуктов значительное влияние оказывает конструкция применяемых реакторов. В аппаратах со стационарным слоем катализатора, работающих при низких температурах, получают в основном алифатические углеводороды. В реакторах с псевдоожиженным слоем катализатора, где реакции осуществляются при более высоких температурах, в составе продуктов присутствует значительное количество олефинов и кислородсодержащих соединений.

Первые промышленные установки по синтезу Фишера—Тропша введены в действие в середине 1930-х годов в Германии и Англии. К 1943 г. общая мощность созданных установок по производству моторных топлив этим методом превысила 750 тыс. т в год. На большинстве из них применялся стационарный слой кобальтового катализатора. Опытная установка с псевдоожиженным слоем железного катализатора мощностью 365 тыс. т в год углеводородных продуктов эксплуатировалась в 1948—1953 гг. в США. Отечественная опытно-промышленная установка синтеза Фишера—Тропша экс-

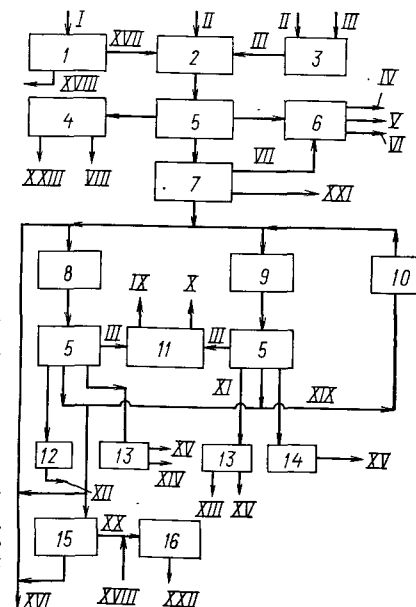
плуатировалась в г. Дзержинске с 1937 г. в течение ряда лет. С 1952 г. функционирует производство углеводородов из синтез-газа в г. Новочеркаске, где синтез проводится в реакторах со стационарным слоем кобальтового катализатора, а целевыми продуктами являются жидкие углеводородные растворители, сырье для моющих средств и другие продукты химического назначения [99].

В 1954—1957 гг. было сооружено промышленное предприятие по переработке угля в жидкие моторные топлива SASOL-I в ЮАР мощностью 230 тыс. т в год жидких продуктов. Позднее там же были созданы еще два аналогичных предприятия — SASOL-II (1981 г.) и SASOL-III (1983 г.) номинальной мощностью по 2200 тыс. т в год жидких продуктов каждое.

На всех предприятиях газификацию высокозольного (до 30%) битуминозного угля, содержащего 1% серы и имеющего теплоту сгорания 23 МДж/кг, проводят в газогенераторах «Lurgi», работающих под давлением. Принципиальная технологическая схема SASOL-I представлена на рис. 3.6. Здесь используются реакторы двух конструкций: со стационарным и псевдоожиженным слоем катализатора (на других заводах — только реакторы с псевдоожиженным слоем). В каждом реакторе со стационарным слоем катализатор размещается в трубах (более 2000 шт. длиной по 12 м и внутренним диаметром 50 мм). Газ проходит по трубам с высокой линейной скоростью, что обеспечивает быстрый отвод тепла реакций и создание почти по всей длине труб условий, близких к изотермическим. При рабочем давлении в реакторе 2,7 МПа и температуре около 230°C достигается максимальный выход алканов.

Рис. 3.6. Схема завода SASOL-I:

1 — производство кислорода; 2 — газогенераторы «Lurgi»; 3 — энергостанция; 4 — процесс «Феносольван»; 5 — сепарация; 6 — переработка смол и масел; 7 — процесс «Ректизол»; 8, 9 — реакторы синтеза Фишера—Тропша со стационарным и псевдоожиженным слоем катализатора соответственно; 10 — конверсия; 11 — выделение кислородсодержащих соединений; 12 — очистка парафинов; 13 — переработка жидких продуктов; 14 — олигомеризация олефинов; 15 — криогенная сепарация; 16 — синтез аммиака; I — воздух; II — уголь; III — вода; IV — лек; V — креозот; VI — бензол-толуол-креозольная фракция; VII — широкая бензиновая фракция; VIII — фенолы; IX — спирты; X — кетоны; XI — жидкие продукты; XII — очищенные парафины; XIII — котельное топливо; XIV — дизельное топливо; XV — бензин; XVI — топливный газ в городскую сеть; XVII — O_2 ; XVIII — N_2 ; XIX — газы $\text{C}_2\text{--C}_4$; XX — H_2 ; XXI — кислые газы; XXII — NH_3 ; XXIII — $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$.



В реакторах с псевдоожиженным слоем катализатора (диаметром 2,2 м и высотой 36 м) синтез проводят при температуре 300—350 °С и давлении 2—3 МПа, расход газа в реактор достигает 100 тыс. м³/ч. Продукты реакции поступают в отстойную секцию и затем в циклоны для отделения захваченной катализаторной пыли. Отношение Н₂:СО в сырьевом синтез-газе составляет 2,4—2,8, получаемые жидкие продукты отличаются повышенным содержанием олефинов. На предприятиях SASOL во всех типах реакторов применяют катализаторы на основе железа, промотированные щелочью; эти катализаторы дешевы и обеспечивают низкий выход метана; расход угля на получение 1 т жидких продуктов составляет 5,6—6,4 т. Для получения моторных топлив, отвечающих требованиям стандартов на топлива из нефти, получаемые продукты подвергают облагораживанию: бензиновые фракции — очистке и риформингу, пропилен и бутены — полимеризации. Термический к. п. д. комплекса переработки угля в моторные топлива с использованием синтеза Фишера — Тропша составляет 35—40%. Свойства бензиновых и дизельных фракций, получаемых в различных типах реакторов, существенно различаются (табл. 3.9) [100]. Наряду с моторными топливами на этих заводах получают аммиак, серу и другие химические продукты.

Как и другие процессы ожижения, переработка угля методом газификации с последующим синтезом моторных топлив требует высоких капитальных и эксплуатационных затрат. Например, капитальные вложения на строительство завода SASOL-II составили около 4 млрд. долл. (в ценах 1980 г.). При 8000 ч работы общие эксплуатационные затраты на этом предприятии составляют 987 млн. долл. в год (в ценах 1980 г.), в том числе [101]:

Стоимость угля	125	Вспомогательные материалы	80
Содержание персонала	80	и ремонт	
Электроэнергия	80	Накладные расходы	80
Катализаторы и реагенты	24	Амортизационные отчисления	520
Вода	2		

В сравнении с гидрогенизационными процессами метод ожижения угля через синтез Фишера — Тропша более прост по аппаратному оформлению и условиям эксплуатации, но его термический к. п. д. примерно на 15% ниже.

3.3. ПОЛУЧЕНИЕ ТОПЛИВ ИЗ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

Переработка природных битумов

К природным битумам относится группа генетически связанных с нефтью углеводородных соединений естественного происхождения, являющихся продуктами превращений и встречающихся

Таблица 3.9. Свойства бензиновых и дизельных фракций, полученных по технологии SASOL

Показатель	Товарные топли- ва завода SASOL-II	Топлива, получаемые в реакто- рах со слоем катализатора	
		стационарным	псевдоожижен- ным
Бензин			
Выход на суммарный жид- кий продукт, % (масс.)	55—65	80	25
Плотность, кг/м³	720	730	745
Октановое число:			
моторный метод	85	88	89
исследовательский ме- тод (0,3 г/л ТЭС)	93	98	93
Углеводородный состав, % (масс.):			
парафины	49	45	50
олефины	24	25	10
ароматические	27	30	40
Дизельное топливо			
Выход на суммарный жид- кий продукт, % (масс.)	35—45	20	75
Плотность, кг/м³	820	820	800
Цетановое число	47	50	55—65
Углеводородный состав, % (масс.):			
парафины	96—98	96—98	65—75
олефины	—	—	20—30
ароматические	2—4	2—4	5—10

в пористых и трещиноватых породах. Их отличительной особенностью является твердая, вязкая или вязкожидкостная консистенция, повышенная плотность и относительно небольшое содержание масел при высоком содержании смолистых веществ. В различных отложениях природные битумы присутствуют в пористых породах, представленных в основном песками, песчаниками и известняками. Битумосодержащие пески характеризуются слабой сцепляемостью зерен, в то время как в песчаниках и известняках они достаточно крепко сцементированы, что затрудняет отделение битума от минеральной фазы. В зависимости от типа скоплений и глубины их залегания битумосодержащие породы добываются открытым или подземным способами [102—109].

В составе природных битумов выделяют классы мальт, асфальтов, асфальтитов и керитов, различающиеся по консистенции и содержанию масел. Основные скопления битумов по составу подразделяют на высокосернистые с переменным содержанием кислорода и высококислородные в большинстве случаев

с незначительным содержанием серы. Первые представлены классами малт, асфальтов и асфальтитов, а вторые — керитами.

По своей природе и свойствам к природным битумам тесно примыкают тяжелые (высоковязкие) нефти, которые при применении обычных скважинных методов добычи не могут быть извлечены из недр или извлекаются с предельно низкими коэффициентами нефтеотдачи. Тяжелые (высоковязкие) нефти рассматриваются как переходное звено между нефтями и битумами.

Единый стандарт на классификацию тяжелых природных углеводородов не выработан, но на практике в качестве основных классификационных параметров, по которым разграничиваются обычные, тяжелые нефти и природные битумы, используют, как правило, плотность, вязкость и содержание масел (табл. 3.10) [103].

Природные битумы и тяжелые нефти отличаются от обычных нефтей не только повышенными плотностью и вязкостью, но и высоким содержанием серы и металлов и повышенной коксуемостью (табл. 3.11). Извлеченный из породы битум при 20 °С представляет собой полутвердую массу, а при 150 °С он превращается в густую жидкость, которая становится текучей при дальнейшем нагревании. Такие свойства битумов затрудняют их перекачку по трубопроводам и требуют предварительного облагораживания на месте добычи. Получаемая при этом, так называемая, синтетическая нефть может поставляться для дальнейшей переработки на действующие или специально создаваемые нефтеперерабатывающие предприятия. Затраты на облагораживание составляют около 50 % стоимости синтетической нефти. Около 30 % энергии, содержащейся в добываемом битуме, расходуется на его отделение от породы и облагораживание.

Опыт промышленной эксплуатации установок облагораживания природных битумов имеется только в Канаде. На пред-

Таблица 3.10. Характеристика нефтей и природных битумов

Сырье	ρ , кг/м ³	μ , мПа·с	Содержание масел, % (масс.)
Обычные нефти	750—890	1,0—50,0	75
Тяжелые (высоковязкие) нефти	890—960	50—1000	55—75
Классы природных битумов:			
малты	960—1000	1000—100000	40—55
асфальты	1000—1050	>100000	25—40
асфальтиты	1050—1150	Пластичные	15—25
кериты	1150—2000	Неплавкие	10—15

Таблица 3.11. Свойства тяжелой нефти и природных битумов Канады

Показатель	Тяжелая нефть Ллойд-минстер	Природные битумы	
		Колд-Лейк	Атабаска
Плотность, кг/м ³	961	993	1008
Содержание, % (масс.):			
серы	3,6	4,5	4,9
азота	0,3	0,4	0,4
нерастворимых в пентане	8,9	15,3	18,0
никеля+ванадия (мг/кг)	115	215	325
Коксуемость, % (масс.)	10,2	13,2	13,3
Выход остатка > 524 °С, % (об.)	43	50	51
Температура застывания, °С	—4	4	10
Вязкость, мм ² /с:			
при 38 °С	450	3500	7000
при 99 °С	23	85	185

приятии «Suncor» получение синтетической нефти из битума месторождения Атабаска проводится по схеме, показанной на рис. 3.7 [105]. Добытая в карьере горная масса подвергается дроблению и экстракции горячей водой, паром и раствором щелочи. Далее для обеспечения подвижности битум нагревается и смешивается с широкой бензиновой фракцией. Последняя после центрифугирования смеси возвращается в процесс смешения. Извлеченный же битум подвергается замедленному коксованию. Получаемый при этом сернистый кокс используют как энергетическое топливо, а смесь жидких продуктов коксования, выход которых достигает 79 % на исходное сырье, разделяют на бензиновую, керосино-газойлевую и тяжелую газойлевую фракции. Они проходят раздельную гидроочистку и вновь смешиваются, образуя синтетическую нефть. Эта нефть имеет вязкость 3 мм²/с, плотность 865 кг/м³, температуру застывания — 45 °С, коксуемость 0,2 % (масс.) и содержит 0,1 % (масс.) серы и 0,04 % (масс.) азота. Для нее характерно относительно низкое содержание бензиновой фракции — 18 % (масс.) при высокой доле среднего дистиллята [47 % (масс.)]. Такое соотношение считается благоприятным для дальнейшей переработки в связи с тенденцией дизелизации автомобильного транспорта.

На комплексе «Syncrude» технологическая схема переработки битума в целом аналогична схеме предприятия «Suncor». Отличие заключается в том, что вместо замедленного коксования здесь используется коксование в псевдоожиженном слое с последующей газификацией кокса по технологии процесса «Флексикокинг». При этом выход синтетической нефти на исходный битум достигает 85 % (масс.) при выходе балансового кокса 10 % (масс.). Преимуществом «Флексикокинга», помимо более высокого выхода жидких продуктов, является возможность превращения кокса в газ с теплотой сгорания 3,7—4,8 МДж/м³.

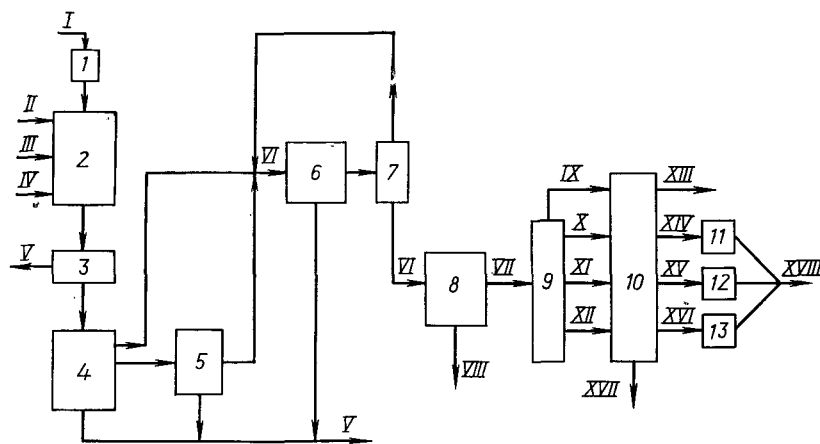


Рис. 3.7. Схема производства синтетической нефти из природных битумов на заводе "Suncor".

1 — дробилка; 2 — экстрактор; 3 — вибросита; 4 — первичный сепаратор; 5 — вторичный сепаратор; 6 — центрифуга; 7 — колонна отгонки широкой бензиновой фракции; 8 — установка замедленного коксования; 9 — фракционирующая колонна; 10 — установка гидроочистки; 11—13 — емкости очищенных фракций; I — битумосодержащая порода; II — горячая вода; III — пар; IV — щелочь; V — отработанная порода и вода; VI — битум; VII — жидкие продукты коксования; VIII — кокс; IX — газ; X — бензиновая фракция; XI—XII — легкая и тяжелая газойлевые фракции соответственно; XIII—XVI — очищенные газ и жидкие фракции; XVII — сера; XVIII — синтетическая нефть на переработку

После удаления сероводорода газ можно использовать в качестве энергетического топлива, не загрязняющего окружающую среду. Вместе с тем самому процессу присущ повышенный выброс диоксида серы, достигающий $3,2 \text{ кг/м}^3$ перерабатываемого битума.

В целях повышения выхода и улучшения состава синтетической нефти, а также снижения выбросов SO_2 предлагается включить в состав комплекса «Syn crude» процесс гидрокрекинга части выделенного из породы битума. Получаемый экстракцией битум содержит около 1,5% (масс.) твердых частиц и 300 мг/кг металлов и его нельзя использовать в качестве сырья гидрокрекинга, проводимого на стационарном катализаторе. Поэтому предлагается процесс осуществлять в реакторе с псевдоожиженным слоем катализатора, в котором возможны непрерывные отвод и подача последнего. В качестве наиболее оптимального варианта рекомендуется гидрокрекинг с относительно низкой степенью конверсии битума (55—65%). При этом остаток гидрокрекинга должен направляться на существующую установку «Флексикокинг» в смеси с битумом, что обеспечивает существенное снижение суммарных выбросов диоксида серы и понижает содержание серы в коксе [110].

Возможным вариантом получения синтетической нефти может быть гидрокрекинг битума без комбинирования с коксованием или другими процессами. При этом отпадает необходимость в гидроочистке дистиллятов, образующих синтетическую нефть, но расход водорода на процесс высок. Например, гидрокрекинг природного битума Татарии проводился на лабораторной установке при 450°C и 3 МПа в присутствии алюмокобальтмолибденового катализатора, рециркулята и разбавителя. Содержание фракций, выкипающих до 350°C , в продукте процесса составило 78% (масс.) против их потенциала в исходном сырье не более 26,7% (масс.); содержание серы снизилось с 4,0 до 0,38% (масс.), расход водорода составил 2,4% (масс.) на исходное сырье [111].

Предложен вариант переработки природных битумов с использованием процесса, аналогичного термическому растворению углей [112]. В этом процессе, получившем название DRB («Donor Refined Bitumen»), от битума предварительно отгоняют содержащиеся в нем дистиллятные фракции, а остаток с температурой кипения выше 500°C смешивают с растворителем-донором водорода. В качестве последнего используют циркулирующий продукт процесса, который предварительно гидрируют для восстановления донорной способности. При температуре $410\text{—}460^\circ\text{C}$ и давлении 3,5—5,5 МПа степень конверсии вакуумного остатка битума в более легкие продукты достигает 70% (масс.). При смешении этих продуктов с легким отгоном битума получается синтетическая нефть, которая не содержит остаточных фракций. Расход водорода в этом процессе составляет $53,5 \text{ м}^3$ на 1 м^3 битума.

Технико-экономические расчеты по основным процессам получения синтетической нефти из природных битумов Атабаски показали, что капитальные вложения для их сооружения примерно одинаковы. Но применение только гидрокрекинга требует более высокого расхода водорода и привлечения значительных ресурсов природного газа или другого углеводородного сырья для его получения (табл. 3.12) [113]. При действующих в настоящее время внутрисоюзных ценах на нефть себестоимость 1 т товарной продукции из природных битумов, получаемой коксованием в псевдоожиженном слое или гидрокрекингом, будет превышать себестоимость такой же продукции из обычной нефти соответственно на 17,5 и 19,8 руб. [109].

Свойства синтетической нефти, получаемой из природных битумов, позволяют использовать для ее переработки различные технологические схемы. Для этой нефти характерно высокое содержание циклических структур, особенно ароматических соединений, которые сконцентрированы в средних дистиллятах и газойле. Этим объясняется низкое содержание в ней водорода и высокая плотность при отсутствии тяжелых остаточных

Таблица 3.12. Технико-экономические показатели процессов переработки природных битумов Атабаски

Показатель	Замедленное коксование и гидроочистка	«Флексикоксинг» и гидроочистка	Гидрокрекинг
Переработка битума, тыс. т в год	8800	8800	8800
Капитальные вложения, млн. долл.	4040	4170	4300
Производство синтетической нефти, тыс. т в год	6000	6417	7115
Плотность синтетической нефти, кг/м ³	852	852	826
Потребность в природном газе на производство водорода и топливо, млн. м ³ в год	547	485	1445

фракций. Так как фракции, получаемые при коксовании битума, подвергаются предварительной «жесткой» гидроочистке, содержание в синтетической нефти серы и азота мало, причем последний сосредоточен преимущественно в газойлевой фракции, выкипающей $>350^{\circ}\text{C}$, поскольку его соединения термостабильны.

Фракции синтетической нефти, полученной из битума месторождения Атабаска, характеризуются следующими свойствами [114]. В прямогонной бензиновой фракции (н.к.— 190°C) содержание углеводородов различных групп составляет, % (об.): парафиновых — 55, нафтеновых — 35 и ароматических — 10. Для повышения октанового числа эта фракция должна подвергаться каталитическому риформированию.

Особенностью керосиновой фракции ($150\text{—}250^{\circ}\text{C}$) является высокое содержание ароматических соединений, достигающее 35% (об.). Эта фракция имеет высокую плотность, пониженное содержание водорода, низкую высоту некоптящего пламени (16 мм) и низкую температуру застывания (-60°C). Качество ее можно улучшить за счет дополнительного гидрирования или смешения с легкими продуктами гидрокрекинга, что позволяет использовать эту фракцию в качестве компонента реактивного топлива.

Дизельная фракция ($160\text{—}330^{\circ}\text{C}$) имеет низкое цетановое число (около 34) и малое содержание серы [0,02% (масс.)]. Она характеризуется также низкой температурой потери текучести (-50°C) и высокой стабильностью. Цетановое число фракции может быть повышено за счет удаления ароматических углеводородов, но необходимые для этого процессы требуют применения очень жестких условий гидрогенизации.

Газойлевая фракция синтетической битумной нефти ($330\text{—}550^{\circ}\text{C}$) является малосернистой [0,14% (масс.)], но содержит много азота, что затрудняет ее использование в качестве сырья каталитического крекинга или гидрокрекинга, так как азотистые

соединения отрицательно воздействуют на катализаторы этих процессов. Содержание азота может быть снижено за счет дополнительной гидроочистки.

При относительно невысокой доле синтетической нефти в составе общих ресурсов нефтяного сырья (до 30%) целесообразна ее переработка на действующих нефтеперерабатывающих заводах в смеси с обычными нефтями. В этом случае фактором, ограничивающим возможную долю синтетической нефти в сырье, будет наличие на этих заводах мощностей водородных установок.

Одним из вариантов использования синтетических битумных нефтей может стать переработка их на специализированных предприятиях, где наряду с моторными топливами организуется производство ряда нефтехимических продуктов. В г. Эдмонтоне (Канада) в 1983 г. введено в действие первое такое предприятие мощностью 2,5 млн. т в год синтетической нефти. Помимо установки атмосферной перегонки в его состав входят процессы гидрокрекинга атмосферного газойля, гидроочистки и риформинга бензиновых фракций, экстракции и деалкилирования ароматических углеводородов, газофракционирования и производства водорода. Основная продукция, выпускаемая этим заводом, — бензин, дизельное и реактивное топлива и бензол. Капитальные затраты на его сооружение составили 820 млн. долл. (в ценах 1982 г.) [115].

Переработка горючих сланцев

Горючие сланцы — это тонкозернистые твердые породы, содержащие органические соединения, до 20% которых приходится на долю битумов, а остальная часть представлена керогеном — веществом, инертным к химическим реагентам и практически не растворяющимся в органических растворителях. Органическая составляющая горючих сланцев тесно связана с минеральными веществами, образующими структурный каркас, внутри которого и располагаются микроскопические скопления органического вещества. Химический состав минеральной части сланцев весьма разнообразен и по этому признаку выделяют карбонатные, алюмосиликатно-карбонатные и алюмосиликатные сланцы. В виде примесей в сланцах содержатся многие редкие и рассеянные элементы [116]. Содержание органического вещества в горючих сланцах колеблется от 10 до 50%. По сравнению с углями, петрографический состав сланцев изучен недостаточно, что затрудняет их типизацию. По составу органического вещества и степени метаморфизма горючие сланцы предложено делить на два основных типа [117]. Сапропелевые сланцы имеют наибольшее распространение и отличаются повышенным содержанием органического вещества однородного состава. Сапропелево-гумусовые сланцы содержат меньшее количество органического

вещества, состав которого неоднороден. Они, как правило, отличаются от сапропелевых более высоким содержанием серы (2—8%) и других гетероатомов и несколько более низким содержанием углерода и водорода.

Переработка горючих сланцев в жидкие продукты имеет давнюю историю. Первый патент на способ извлечения из сланцев дегтя, смолы и масла был выдан в Англии М. Илу еще в 1694 г. В 1850 г. ирландцем Д. Янгом был предложен процесс сухой перегонки сланца, который до настоящего времени остается основным методом промышленной переработки [118]. В разные периоды сланцы использовали и как энергетическое топливо и как источник получения жидких продуктов во многих странах, но к середине текущего столетия сланцевая промышленность как самостоятельная отрасль сохранилась только в СССР и КНР.

При перегонке горючих сланцев происходит термическое разложение керогена с образованием смолы, газа и углеродистого остатка. При этом выход летучих веществ определяется содержанием и элементным составом органической массы сланцев. Наиболее высокий выход смолы и газа наблюдается при перегонке сапропелевых сланцев. Выход смолы на органическое вещество может для разных сланцев меняться от 18 до 65%.

Процессы переработки сланцев разделяются на наземные (поверхностные) и подземные (в пласте) [118]. При подземной перегонке (метод Горного Бюро США) непосредственно в пласте с помощью взрыва, гидравлического удара или выщелачивания создаются проницаемые зоны между пробуренными по определенной сетке скважинами. Затем в одной или нескольких скважинах сланцы поджигают. В эти же скважины закачивается воздух, который поддерживает горение и транспортирует горячие газы, образующиеся при горении, через толщу сланца. Получающаяся в пласте сланцевая смола извлекается на поверхность через другие скважины.

В процессе «Occidental» (США) 15—25% сланца извлекается из пласта на поверхность обычным шахтным способом, а оставшаяся горная масса разрушается с помощью взрыва. В результате создается подземная камера-реторта, заполненная раздробленным сланцем. Он поджигается сверху, и в зону горения подается воздух. Образующаяся смола конденсируется на нижних холодных слоях сланца, стекает на дно камеры и откачивается оттуда через специально пробуренные скважины.

Метод подземной перегонки позволяет избежать трудностей и затрат, связанных с перемещением больших объемов горной массы, характерных для наземной переработки, а также отказаться от сооружения крупных установок на поверхности. Однако его использование осложняется проблемами создания проницаемости в пласте и загрязнением грунтовых вод раствори-

мыми продуктами перегонки. Применение подземной перегонки обеспечивает невысокий коэффициент извлечения потенциальных ресурсов органического вещества сланцев и в настоящее время ограничено опытными масштабами.

При наземной переработке вначале сланцы извлекают на поверхность открытой или шахтной добычей. Открытая добыча позволяет более полно извлечь запасы, чем шахтная, но последняя наносит меньший урон окружающей среде. Извлеченный на поверхность сланец подвергается термической перегонке в специальных аппаратах-ретортах. Перегонка ведется обычно при атмосферном давлении, так как при повышении давления снижается выход смолы за счет роста выхода газа. Температура процесса поддерживается в пределах 450—550 °С и должна быть ниже температуры разложения карбонатных материалов, присутствующих в сланцах.

В последнее время за рубежом были разработаны и прошли испытания на крупных опытных установках различные процессы наземной переработки сланцев. Наиболее интенсивно эти работы ведутся в США, где имеются большие запасы сланца свиты Грин-Ривер на территории штатов Колорадо, Юта и Вайоминг, и в Бразилии, где разведаны месторождения свиты Ирати. В основе всех процессов лежит термическая перегонка, и различаются они по способу подвода тепла, необходимого для разложения органического вещества сланцев, а также конструкциями применяемых реторт. Ниже рассмотрены основные из этих процессов [118, 119].

В процессе «Paraho» (США) сланец проходит по вертикальной реторте сверху вниз, последовательно сушится, нагревается и разлагается. Парогазовая смесь отводится из зоны, расположенной несколько ниже верхнего уровня сланца в реторте. Часть газа, отделенного от смолы, нагревается в печи и подается в реторту на нескольких уровнях, обеспечивая равномерный нагрев сланца. В нижнюю часть реторты вводится выделенный из газа диоксид углерода для охлаждения коксозольного остатка, который затем выводится из аппарата. Применение CO_2 способствует также частичному восстановлению карбонатов из оксидов и снижает общие затраты внешнего тепла на процесс. Конструкция реторты обеспечивает равномерное движение топлива и распределение газового потока по сечению аппарата. В опытной реторте диаметром 3,1 м и высотой 22,8 м был достигнут 98%-й выход смолы от потенциала.

В процессе «Union oil» (начал разрабатываться в США еще в 1950-е годы) сланец в реторте движется снизу вверх за счет возвратно-поступательного движения поршневого питателя. В первоначальном варианте этого процесса в верхнюю часть реторты подавался воздух, нагретый за счет выжигания коксовых отложений на отработанном сланце. Образующиеся при

окислении дымовые газы нагревали сланец. Такой вариант был отработан на демонстрационной установке производительностью до 127 м³/сут смолы из 1200 т/сут сланца. Однако температура в реторте достигала 1200 °С, из-за чего выход смолы не превышал 75% от потенциала. В связи с этим процесс модифицировали и в качестве теплоносителя стали использовать циркулирующий газ, нагретый до 510—540 °С в огневом нагревателе. Переработка сланца в бескислородной атмосфере при низкой температуре и малом времени пребывания в аппарате обеспечила получение смолы хорошего качества с выходом, достигающим потенциала, а на отработанном сланце оставалось только 4% отложений кокса.

В процессе TOSCO-II (США) реторта выполнена в виде вращающейся горизонтальной барабанной печи. Разложение предварительно размолотого до фракции 0—12 мм сланца происходит за счет его смешения с керамическими шарами диаметром 15 мм, предварительно нагретыми дымовыми газами в отдельном аппарате. Продукты разложения поступают в отстойник, где очищаются от пыли и разделяются на жидкость и газ. Шары отделяются от горячего отработанного сланца в цилиндрическом барабане и вновь нагреваются. Процесс отличается хорошей теплопередачей и высоким выходом смолы. Однако он сложен с точки зрения технологического оформления и требует большого расхода воды для конденсации жидких продуктов и предотвращения распыливания тонкоизмельченного отработанного сланца. Процесс TOSCO-II испытан на демонстрационной установке производительностью до 1000 т/сут сланца.

В Бразилии разработан процесс «Petrosix», в котором дробленый сланец (куски размером до 15 см) подается в верхнюю часть вертикальной реторты и движется по ней вниз под действием собственной массы, проходя последовательно зоны нагрева, перегонки и охлаждения. Источником тепла служит предварительно подогретый поток циркулирующего газа, вводимый в среднюю часть реторты. Другой поток холодного циркулирующего газа вводится в низ аппарата, где нагревается за счет тепла движущегося отработанного сланца. В этом процессе путем тщательного контроля и регулирования температуры удается избежать спекания шлака, что характерно для процессов с гравитационной подачей сырья. Процесс «Petrosix» реализован на опытной установке, которая при переработке 2200 т/сут сланца обеспечивает производство 159 м³/сут смолы, 36,5 тыс. м³/сут высококалорийного газа и 17 т/сут серы.

Основной базой сланцевой промышленности СССР служит Прибалтийский бассейн, где переработка сланцев ведется с 1920-х годов. На месторождениях этого бассейна добывается сапропелевый сланец-кукерсит с высоким содержанием керогена. Теплота сгорания кукерсита составляет 12,6—13,4 МДж/кг,

содержание серы — около 1,5% (масс.). Выход смолы из него достигает 22—24% (масс.). В первичной смоле содержится много фенолов (до 28%), около 30% углеводов, 35% нейтральных кислородсодержащих соединений и 2—3% асфальтенов. В составе углеводородной части смолы около 30% занимают олефины [120]. В небольших масштабах находят также применение высокосернистые сапропелево-гумусовые сланцы Волжского бассейна.

Переработка прибалтийских сланцев осуществляется в агрегатах двух типов: вертикальных камерных печах и шахтных газогенераторах, которые предназначены для использования кускового сланца класса 25—125 мм. Свыше 80% смолы производится на газогенераторах единичной мощностью по сланцу 180—200 т/сут. В 1981 г. пущен в промышленную эксплуатацию головной образец нового поколения автоматизированных двухшахтных газогенераторов мощностью по сланцу 1000 т/сут. В перспективе производство сланцевой смолы может быть увеличено за счет вовлечения в переработку не только кускового, но и мелкозернистого сланца класса 0—25 мм, доля которого в общей добыче достигает 70%. Процесс полукоксования такого сланца испытан на установке производительностью по сланцу 500 т/сут. В этом процессе (УТТ-500) теплоносителем является собственная сланцевая зола. Сооружена работающая по этому процессу крупная опытно-промышленная установка с двумя агрегатами мощностью по сланцу 3000 т/сут [121].

На первых этапах развития сланцеперерабатывающая промышленность СССР была ориентирована преимущественно на получение топливных продуктов — бензина, жидкого котельного топлива и газа. Впоследствии в условиях крупномасштабного развития нефтепереработки и газовой промышленности и с учетом специфичности состава сланцевой смолы она была переориентирована на производство нетопливных продуктов, в том числе таких, которые не могут быть получены при переработке нефти и газа. На предприятиях отрасли при переработке прибалтийских сланцев производится следующая продукция [% (масс.)] [122]:

Жидкое котельное топливо	31,6	Электродный кокс	6,3
Масло для пропитки древесины	24,3	Алкилрезорцины, клеевые смолы и дубители на их основе	1,9
Препарат для закрепления почв	19,2	Прочие продукты	1,3
Битумные мастики	15,4		

Химическое направление позволяет значительно улучшить экономику сланцепереработки и в складывающихся условиях развития топливно-энергетического баланса страны оно, очевидно, будет доминировать и в перспективе.

Таблица 3.13. Свойства сланцевой смолы, полученной при переработке колорадских сланцев

Показатель	Наземные процессы		Подземные процессы	
	TOSCO-II (твердый теплоноси- тель)	«Pagaño» (сжигание части слан- ца)	«Occidental»	Горного Бюро США
Плотность, кг/м ³	928	938	904	885
Температура застыва- ния, °C	21	29	10	—
Содержание, % (масс.):				
серы	0,67	0,71	0,64	0,52
азота	1,85	2,00	1,30	1,47
Содержание фракций, % (масс.):				
Н. К. — 121 °C	2,7	—	—	1,0
121—204 °C	11,7	1,5	4,7	13,0
204—274 °C	9,6	6,5	17,3	29,0
274—373 °C	11,0	16,9	23,8	23,0
373—454 °C	24,0	32,9	38,4	15,0
454—565 °C	23,4	33,3	11,3	19,0
>565 °C	17,6	9,0	4,5	—

По физико-химическим свойствам получаемая при перегонке сланцев смола отличается от природной нефти большей вязкостью, плотностью, высоким содержанием азота и кислорода. Свойства смолы в определенной мере зависят и от способа ее получения (табл. 3.13) [123]. Так как первичная сланцевая смола имеет высокую температуру застывания, обычно превышающую 20 °C, для получения из нее моторных топлив требуется предварительная переработка смолы, например коксование или гидрирование. Смола, не прошедшая предварительную обработку, транспортируется до перерабатывающих предприятий по специальным трубопроводам с обогревом. Определенную трудность при гидроочистке смолы может представлять наличие в ней твердых взвешенных частиц, которые должны удаляться центрифугированием или отгонкой тяжелого остатка. Гидроочистку смолы можно проводить без ее предварительного фракционирования с применением технологии гидрообессеривания нефтяных остатков. При этом для полного удаления азота потребуется от 260 до 350 м³ водорода на 1 м³ смолы (в зависимости от ее качества). Однако более целесообразно гидроочистку проводить до содержания азота в смоле $\approx 0,15\%$ (масс.), а затем после фракционирования подвергать гидроочистке бензин, средние дистилляты и газойль отдельно. В таком варианте общий расход водорода на очистку 1 м³ смолы составит в среднем ≈ 280 м³.

При небольших объемах производства сланцевая смола может перерабатываться в смеси с обычной нефтью на дейст-

вующих нефтеперерабатывающих предприятиях. При высоких объемах производства требуется создание специализированных заводов, на которых наряду с обычными процессами нефтепереработки должны быть предусмотрены процессы гидроочистки и производства водорода повышенной мощности.

Бензиновая фракция сланцевых смол, выход которой невысок, должна быть гидроочищена до содержания азота не более 0,5 мл/м³ во избежание дезактивации катализатора риформинга, которому она подвергается для получения компонента высокооктанового бензина. При производстве реактивного и дизельного топлив гидроочистка соответствующих фракций смолы необходима с целью удаления из них смолообразующих соединений и других примесей и обеспечения стабильности готовых продуктов при длительном хранении. Содержание азота при этом снижается до 10 мл/м³; расход водорода на гидроочистку средних дистиллятов составляет около 180 м³ в расчете на 1 м³ продукта. Максимальное содержание азота в газойле не должно превышать 0,3% (масс.). После гидроочистки он может служить хорошим сырьем каталитического крекинга, так как в нем содержится много легкокрекирующихся парафинов и нафенов, а также сырьем гидрокрекинга с получением бензина и реактивного топлива. В целом затраты на переработку сланцевой смолы в моторные топлива примерно в 2 раза выше, чем при получении этих топлив из природной нефти.

3.4. ПРОИЗВОДСТВО МЕТАНОЛА И ТОПЛИВ НА ЕГО ОСНОВЕ

Метанол по своему значению и масштабам производства занимает сегодня одно из первых мест среди основных полупродуктов химической промышленности. Важнейшие традиционные направления его использования — это получение формальдегида, диметилтерефталата и различных растворителей. Наряду с химическим направлением в последние годы все большее внимание уделяется возможностям использования метанола и продуктов на его основе в качестве моторного и энергетического топлив.

Первый промышленный способ получения метанола — сухая перегонка древесины. Получаемый этим способом метанол уже в 1830-х годах использовался в ряде европейских стран для освещения и отопления вместо древесного топлива. В 1921 г. Р. Патаром во Франции и в 1923 г. А. Митташем и Р. Шрайнером в Германии был разработан метод промышленного производства метанола из оксидов углерода и водорода, получивший впоследствии повсеместное распространение. С внедрением этого метода выпуск метанола стал расти быстрыми темпами и к середине 1950-х годов мировое производство превысило 1 млн. т в год, а к началу 1980-х годов достигло 15 млн. т в год [124].

В СССР первое производство метанола было создано в 1934 г. В послевоенный период было построено несколько новых установок производительностью по 25—30 тыс. т в год. Особенно быстро выпуск метанола увеличивался в последние десятилетия и в период с 1970 по 1985 г. его

производство увеличилось более чем в четыре раза [125].

Источники сырья для производства метанола разнообразны и включают природный газ, газы нефтепереработки, легкие и остаточные нефтяные фракции, кокс и уголь. Наиболее распространенным сырьем является природный газ, на долю которого приходится свыше 73% всего выпуска метанола в мире. Современные процессы производства метанола обязательно включают две основные стадии — получение синтез-газа и его переработку в конечный продукт. В зависимости от вида исходного сырья синтез-газ получают паровой конверсией природного газа и легких нефтяных фракций либо парокислородной газификацией (частичным окислением) тяжелых нефтяных фракций, древесины, кокса или угля. Одним из возможных сырьевых источников получения синтез-газа могут служить отходящие газы металлургических и других производств с высоким содержанием оксида углерода.

Для обеспечения оптимальных условий синтеза содержание компонентов в исходном газе должно быть близким к стехиометрическому, т.е. должно соблюдаться условие ($H_2—CO_2$): $(CO+CO_2)=2,01—2,15$. Поэтому, как правило, газ подвергают очистке или в него добавляют отдельные компоненты или смешивают разные потоки газа. Суммарная концентрация в сырьевом газе сернистых соединений, вызывающих необратимое отравление катализаторов синтеза, не должна превышать 0,2 мг/м³ [125].

Производство метанола из оксидов углерода и водорода включает ряд операций, обязательных для любого процесса. Синтез-газ предварительно очищается от карбониллов железа, сернистых соединений и частиц масла, нагревается до температуры начала реакции и поступает в реактор. После выхода из зоны катализа метанол выделяется из газовой смеси охлаждением и очищается от воды и углеводородов, а непрореагировавший газ компримируется и возвращается в процесс.

Промышленные процессы получения метанола из синтез-газа различаются типом используемых катализаторов и условиями проведения процесса, прежде всего давлением (при высоком и низком давлениях). До середины 1960-х годов в промышленности применялись только процессы высокого давления (24—34 МПа) на оксидных цинк-хромовых катализаторах при температуре 350—400 °С. Высокое давление обеспечивало большую пропускную способность оборудования, а применявшиеся катализаторы отличались малой чувствительностью к сернистым и другим примесям. Эти процессы были реализованы на агрегатах единичной мощностью до 100 тыс. т в год метанола.

В начале 1960-х годов был разработан синтез метанола при низком давлении, и на его долю в настоящее время приходится более 80% всего мирового объема производства этого продукта.

Таблица 3.14. Удельные расходные и экономические показатели процессов производства метанола из различных видов сырья (в расчете на 1 т метанола)

Показатель	Природный газ	Бензин	Мазут	Уголь
Капитальные вложения, %	100,0	105,0	140,0	230,0
Эксплуатационные расходы, %	100,0	113,0	106,0	111,0
Сырье и топливо, т у. т.	1,09	1,13	1,24	1,27
Электроэнергия, кВт·ч	70,0	60,0	130,0	150,0
Питательная котельная вода, м ³	0,72	0,80	0,84	—
Вода для охлаждения, м ³	50,0	40,0	80,0	100,0
Общий расход энергоресурсов, т у. т.	1,12	1,16	1,30	1,34
Термический к. п. д., %	69,0	67,0	60,0	59,0

Процесс проводится на медьсодержащих оксидных катализаторах, главным образом на основе оксидов меди, цинка, алюминия и хрома, при давлении 4—10 МПа и температуре 230—260 °С. Преимущество этого процесса заключается в более высокой активности и селективности катализаторов. Получаемый метанол содержит меньше примесей, что позволяет упростить систему его ректификации и снизить расход синтез-газа примерно на 10%. Низкое давление обеспечивает меньший расход энергии на сжатие синтез-газа и его рециркуляцию. Кроме того, процесс прост и надежен в эксплуатации. В большинстве промышленных схем синтеза при низком давлении используются реакторы, в которых катализатор размещается в трубах, а межтрубное пространство омывается кипящей водой. Медьсодержащие катализаторы чувствительны к сернистым соединениям и требуют высокой степени очистки сырьевого газа. Современные установки по производству метанола достигают единичной мощности до 2 тыс. т/сут и проектируются установки производительностью по 5—10 тыс. т/сут.

Экономика производства метанола во многом определяется видом исходного сырья, что подтверждается данными, приведенными в табл. 3.14 [69, 124, 126]. Однако ресурсы природного газа относительно ограничены, в то время как во многих странах и регионах имеются большие запасы дешевых углей. Поэтому уголь рассматривается сегодня в качестве перспективного сырья для организации крупномасштабного производства метанола и продуктов на его основе.

Одно из главных направлений использования метанола — расширение ресурсов моторных топлив за счет добавки его (до 15%) к нефтяным бензинам. Но при этом возможно расслоение фаз и создание паровых пробок в двигателе. В качестве стабилизаторов, предотвращающих эти явления, обычно используют высшие спирты. Специализированное производство

этих спиртов традиционными нефтехимическими процессами малопроизводительно и требует высоких финансовых затрат. В связи с этим были разработаны процессы, обеспечивающие совместное получение из синтез-газа метанола и спиртов $C_2—C_6$.

Один из таких процессов, разработанный Французским институтом нефти, осуществляется в присутствии высокоактивного катализатора. Процесс проводится при температуре 260—320 °C и давлении 6—10 МПа; оптимальное соотношение $H_2:CO$ в сырьевом синтез-газе — 2,0—2,5. Из-за низкой конверсии за один проход (12—18%) применяется высокая кратность циркуляции [127].

Реакции образования спиртов $C_2—C_6$ в большинстве своем сильно экзотермичны, и важной особенностью процесса является надежный отвод и утилизация выделяющегося тепла. При больших мощностях установок для оптимального регулирования температуры катализатора предпочтительно применение адиабатического многослойного реактора с промежуточным охлаждением. Изменяя режим процесса и состав катализатора, можно регулировать содержание спиртов $C_2—C_6$ в получаемой смеси в пределах 15—50% (масс.). Содержание воды в спиртовой смеси колеблется от 5 до 35% (масс.), ее удаление, а также очистка спиртовой фазы осуществляются с помощью экстрактивной и азеотропной перегонки. Аналогичный процесс разработан в Италии, где он реализован на крупной опытно-промышленной установке.

Использование метанола или его смесей с высшими спиртами в качестве моторного топлива или добавки к бензину связано с рядом трудностей, вызываемых его низкой теплотой сгорания и токсичностью. Этих трудностей можно избежать путем конверсии метанола в углеводородное топливо, отвечающее требованиям, предъявляемым к нефтяным бензинам.

Основы превращения метанола в углеводородное топливо были разработаны специалистами фирмы «Mobil» (США) в ходе реализации комплексной программы работ по синтезу и применению в катализе новых высококремнеземных цеолитов серии ZSM. С середины 1970-х годов началась отработка процесса, получившего название «Mobil—MTG» (Methanol to Gasoline) на опытно-промышленных установках. Образование углеводородов из метанола проходит в несколько стадий. Вначале протекает обратимая реакция дегидратации метанола в диметиловый эфир, который в дальнейшем дегидратируется с получением олефинов. Последние вступают в реакции полимеризации и циклизации, приводящие к образованию парафиновых, циклопарафиновых и ароматических углеводородов. Применяемый в процессе катализатор ZSM-5 имеет специфическую кристаллическую структуру, обеспечивающую образование углеводородов с максимальным числом атомов углерода 11, что сравни-

тельно точно соответствует составу и пределам выкипания бензиновых фракций нефти.

Исследование влияния параметров процесса на выход и состав продуктов показало, что при изменении температуры в интервале 310—540 °C и давления от 0,1 до 5 МПа с ростом температуры увеличивается выход парафинов $C_1—C_3$ и олефинов $C_2—C_4$ при снижении выхода алифатических углеводородов C_5 и выше, а с увеличением давления в указанном температурном интервале повышается выход бензина, в составе которого растет доля высших ароматических углеводородов [128]. Реакции превращения метанола в углеводороды и воду протекают с выделением тепла в количестве 1,74 МДж/кг (на превращенный метанол). Поэтому при проектировании реакторного блока основной проблемой является отвод тепла.

Предложено два варианта технологии процесса получения бензина из метанола: со стационарным и псевдоожженным слоем катализатора. В первом варианте с двумя реакторами отвод тепла реакции осуществляется за счет рециркуляции газа. Во втором варианте реактор с псевдоожженным слоем катализатора обеспечивает хороший отвод тепла и постоянную высокую активность катализатора, который непрерывно регенерируется. Однако аппаратное оформление этой схемы значительно сложнее. Характеристика условий проведения двух вариантов процесса производства бензина из метанола и состав получаемых в них продуктов представлены ниже [129]:

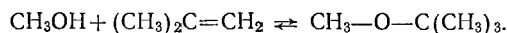
	Стационарный слой	Псевдоожженный слой
Температура, °C		
на входе	360	—
на выходе	416	—
слоя (средняя)	—	413
Давление, МПа	2,16	0,27
Кратность рециркуляции	9,0	—
Выход, % (масс.) на метанол:		
метанол+эфир	—	0,2
углеводороды	43,4	43,5
вода	56,0	56,0
$CO+CO_2$	0,4	0,1
кокс и прочие	0,2	0,2
Состав углеводородов, % (масс.):		
газы $C_1—C_2$	1,4	5,6
пропан	5,5	5,9
пропилен	0,2	5,0
изобутан	8,6	14,5
n-бутан	3,3	1,7
бутены	1,1	7,3
C_5 и выше	79,9	60,0

Бутены и изобутан могут служить источником получения алкилата, что позволяет повысить общий выход бензина. Счи-

тается, что производство бензина на базе угля через метанол имеет преимущества перед процессом Фишера — Тропша вследствие большей селективности и более высокого термического к. п. д.

По технологии «Mobil — MTG» в Новой Зеландии в 1986 г. введен в действие первый в мире завод по производству бензина из метанола, получаемого на базе природного газа. На этом предприятии производительностью около 600 тыс. т в год синтетического бензина применен процесс со стационарным слоем катализатора. Затраты на сооружение завода составили около 1,5 млрд. долл. [130].

Рост потребности в бензинах с повышенным октановым числом сопровождается в настоящее время ужесточением требований к охране окружающей среды. Применение в качестве антидетонационной добавки тетраэтилсвинца, получившего широкое распространение, приводит к выбросу в атмосферу токсичных веществ и отравлению катализаторов дожиги выхлопных газов автомобилей. В таких условиях растет потребность в высокооктановых, особенно низкокипящих компонентах бензина. Перспективным из них следует считать *трет*-бутилметилэфир (ТБМЭ)*; это соединение имеет октановые числа 102 по моторному и 117 по исследовательскому методам. Характеристика ТБМЭ: температура кипения 55,3 °С и застывания —108,6 °С; плотность 740,4 кг/м³ и теплота сгорания 38,22 МДж/кг; полностью смешивается со всеми углеводородами и стабилен при хранении. Получают его из метанола и изобутена по реакции:



Реакция протекает в присутствии кислотного ионообменного катализатора с большой скоростью и отличается высокой селективностью. Из-за обратимости реакции для лучшей конверсии изобутена используется избыток метанола. В то же время отношение метанол:изобутен должно быть достаточно низким, чтобы затраты на извлечение и рецикл непрореагировавшего метанола не были слишком велики. Необходимо строгое соблюдение температурного режима процесса, что обеспечивается постоянным отводом тепла экзотермической реакции; в противном случае при температуре выше 125 °С начинается олигомеризация изобутена. В соответствии со стехиометрией для получения 1 т ТБМЭ требуется затратить 0,4 т метанола и 0,6 т изобутена. В одностадийном процессе легко достигается 90—96%-я степень конверсии изобутена. Более высокую степень конверсии — до 99% можно достичь в двухстадийном процессе, в котором после первой стадии из реакционной массы отделяется образо-

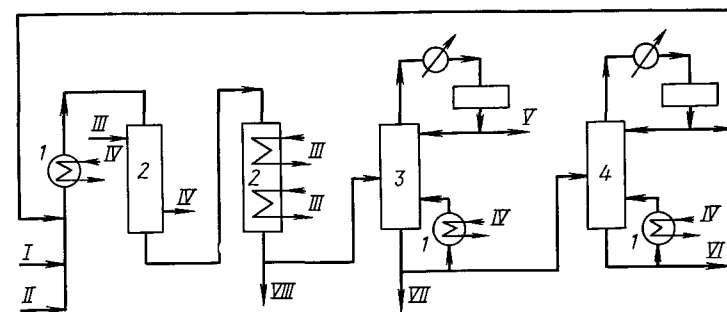


Рис. 3.8. Схема процесса производства ТБМЭ фирмы "Hüls":
1 — подогреватель; 2 — реакторы; 3 — колонна отгонки фракции C₄; 4 — колонна отгонки метанола;
I — метанол; II — фракция C₄; III — вода; IV — пар; V — отработанная фракция C₄; VI — вариант III; чистый ТБМЭ; VII — вариант II, ТБМЭ при меньшей конверсии изобутена; VIII — вариант I, смесь ТБМЭ с бутан-бутенами

вавшийся ТБМЭ, а на второй стадии остаточный изобутен вновь взаимодействует с метанолом.

Основными источниками изобутена для производства *трет*-бутилметилового эфира служат фракции C₄ пиролиза и каталитического крекинга (содержание изобутена 35—50% и 15—25% соответственно), которые пока лишь частично используются в качестве сырья для получения нефтехимических продуктов и моторного алкилата.

Первая в мире промышленная установка по производству *трет*-бутилметилового эфира мощностью 100 тыс. т в год была введена в действие в 1973 г. в Италии, и с тех пор выпуск его в разных странах быстро рос, достигнув в 1985 г. мирового производства ≈ 2,5 млн. т. Существует несколько вариантов промышленных процессов получения этого продукта. Наибольшее распространение получили процессы фирм «Snamprogetti» (Италия) и «Hüls» (ФРГ) [131].

В процессе фирмы «Snamprogetti» *трет*-бутилметилэфир получают в трубчатом реакторе со стационарным слоем катализатора при температуре 40 °С и давлении 0,4 МПа. Степень превращения изобутена при использовании фракции C₄ каталитического крекинга составляет 60—80%, а в случае пиролизной фракции C₄ достигает 97—98%. В схеме процесса фирмы «Hüls» (рис. 3.8) установлены два последовательно соединенных реактора со стационарным слоем катализатора, что обеспечивает более высокую конверсию изобутена и позволяет четко регулировать температуру процесса. Реакционная смесь содержит около 60% (масс.) *трет*-бутилметилового эфира, непревращенные бутены, а также небольшое количество метанола. Ее можно направить непосредственно на смешение

* Называемый ранее в технической литературе метил-*трет*-бутиловый эфир (МТБЭ).

с бензином (вариант I). Для получения более чистого продукта [до 98% (масс.)] из реакционной смеси отгоняют бутан-бутены (вариант II). Если же отогнать еще и остаточный метанол и вернуть его в реактор, можно повысить степень конверсии изобутена до 98%, а чистоту *трет*-бутилметилового эфира — до 98,8% (масс.) (вариант III).

Состав продуктов, получаемых в процессах названных фирм, и основные расходные показатели таковы [131]:

Содержание в продуктах «Snamprogetti» «Hiils» реакции, % (масс.):		
<i>трет</i> -бутилметилового эфира	98—99	99,35
углеводородов C ₄	0,1	0,05
метанола	0,1	0,10
диизобутена	0,5	—
<i>трет</i> -бутанола	0,5	0,20
воды	$5 \cdot 10^{-6}$	$2 \cdot 10^{-6}$
Расход на 1 т		
ТБМЭ, кг:		
метанола	361	392
изобутена	665	647
Энергетические затраты на 1 т ТБМЭ, т у. т.	0,171	0,086
в том числе:		
пар, т	1,0	0,4
охлаждающая вода, м ³	60	26
электроэнергия, кВт·ч	18	6
Термический к. п. д., %	90	89

Отработанную фракцию C₄, содержащую бутан-бутены, после выделения из нее метанола и дополнительной очистки от примесей можно направить на алкилирование, что позволит за счет получения высокооктанового моторного алкилата расширить ресурсы бензина и улучшить его фракционный состав. Сернокислотной гидратацией линейных бутенов можно получить *втор*-бутанол, также являющийся высокооктановой добавкой к бензинам.

Сырьевая база производства *трет*-бутилметилового эфира может быть значительно расширена за счет фракций C₄ попутного и природного газов с одновременным получением метанола на основе метана. Для получения изобутена *n*-бутан следует подвергнуть изомеризации и дегидрированию. Этот путь связан с повышенными затратами из-за большого числа стадий переработки, но при интеграции отдельных установок в единую комплексную схему можно оптимизировать использование многочисленных циркуляционных потоков между стадиями, тем самым обеспечить максимальную реализацию отходящих газов и повысить выход целевых продуктов и термический к. п. д. их производства.

3.5. ТОПЛИВА ИЗ БИОМАССЫ

Использование биомассы в энергетических целях — комплексный процесс, включающий выращивание и сбор биологических веществ, различные методы их подготовки и переработки в жидкие, газообразные и твердые топлива. Биомасса является возобновляемым ресурсом, а переработка сельскохозяйственных, лесных и бытовых отходов способствует охране окружающей среды от загрязнений.

Растительная биомасса представляет собой сложную смесь различных соединений. В расчете на сухое вещество в ней содержится 5—30% водорастворимых соединений (сахара, крахмал, мочевины, соли), 5—40% протеинов, 25—90% целлюлозы и гемицеллюлозы, 5—30% лигнина, 1—13% нерастворимых в воде неорганических соединений (золы). Растительная биомасса характеризуется высоким содержанием кислорода, достигающим 40%, пренебрежимо малым содержанием такого нежелательного элемента, как сера.

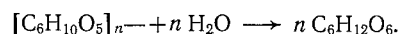
К недостаткам биомассы как сырья для получения моторных топлив относятся рассредоточенность ее запасов и необходимость поддержания экологического равновесия. Сырая биомасса отличается высокой влажностью (30—90%). Энергоплотность сырой биомассы колеблется в пределах 1—15 ГДж/м³, и даже после сушки ее теплота сгорания остается относительно низкой — 16—24 ГДж/т.

Превращение биомассы в топлива, пригодные для непосредственного использования, осуществляется термохимическими или биохимическими процессами. К термохимическим процессам переработки относятся прямое сжигание, пиролиз, газификация и экстракция масел, к биохимическим — ферментация и анаэробное разложение. Перед переработкой биомасса обычно проходит стадии подготовки, включающие измельчение, сушку и др. При переработке биомассы в моторные топлива наибольший интерес представляет газификация с получением синтез-газа (преобразуемого затем в метанол или углеводороды), а также ферментация с получением этанола. Процесс получения синтез-газа во многом аналогичен газификации угля (см. раздел 3.2). При газификации древесины при 300°C в присутствии кислорода образуется в основном диоксид углерода. При повышении температуры до 600°C получают смесь, в которой помимо CO₂ присутствуют водород, оксид углерода, метан, пары спиртов, органических кислот и высших углеводородов. Выход газообразных продуктов при этом не превышает обычно 40% (масс.) на сырье. В связи с меньшими энергетической плотностью и теплотой сгорания биомассы газификация ее менее эффективна, чем газификация угля. Поэтому, несмотря на проводимые во многих странах исследовательские и конструкторские

работы в этой области, процессы газификации биомассы пока не получили широкой промышленной реализации.

Ферментация (сбраживание) биомассы известна давно и получила большое распространение во всем мире. Она основана на способности микроорганизмов, прежде всего дрожжей, расщеплять простые сахара в отсутствие кислорода до этанола и диоксида углерода: $C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2C_2H_5OH + 2CO_2$.

Простые сахара в виде сахарозы (димеров глюкозы и фруктозы) непосредственно ферментируются в этанол. Они, однако, содержатся в достаточной концентрации лишь в небольшом числе растений, прежде всего в сахарном тростнике и сахарной свекле. В некоторых сельскохозяйственных культурах (картофеле, кукурузе и других зерновых) довольно много крахмала, представляющего собой олигомер глюкозы. В древесине и растительных сельскохозяйственных отходах сахара содержатся в виде целлюлозы и гемицеллюлозы. Олигомеры и полимеры сахаров перед ферментацией превращают в моносахариды путем гидролиза:



Крахмал и гемицеллюлоза гидролизуются в сравнительно мягких условиях с использованием сильно разбавленных кислот, тогда как для разложения целлюлозы требуются более концентрированные кислоты и повышенные температуры.

Кислотный гидролиз обычно осуществляется в вертикальных цилиндрических аппаратах, которые заполняют древесиной и через нее пропускают разбавленную серную или соляную кислоту. Температура в аппарате медленно повышается до 185 °С. Продолжительность реакции составляет 2,5—3,0 ч. Средняя концентрация сахара в растворе, выходящем из реактора, составляет около 5%. Последующие технологические стадии — нейтрализация и фильтрование. Применение концентрированных кислот позволяет ускорить гидролиз, но требует использования специальных конструкционных материалов [132]. Кислотному гидролизу свойствен ряд недостатков, из которых следует отметить малый выход конечного продукта, возможность разрушения гемицеллюлозы до неферментируемых продуктов и низкое качество побочного продукта — лигнина, который трудно утилизировать.

В связи с этим в последние годы внимание исследователей направлено на ферментационный гидролиз с использованием специальных микроорганизмов. Такой гидролиз обеспечивает высокий выход глюкозы, а получаемый при этом лигнин можно непосредственно использовать в производстве фенольных смол. Однако стоимость получения энзимов в настоящее время еще очень высока, а разработанные на их основе процессы малопродуктивны. Поэтому целлюлозное сырье не находит в на-

стоящее время широкого применения в промышленном производстве этанола.

Технология дрожжевой ферментации сахаров достаточно проста. Наибольшее распространение получили периодические процессы. Микробная культура и субстрат, содержащий сахара, загружаются в реактор, и процесс образования спирта продолжается от 4 до 10 сут. Содержимое реактора постоянно перемешивается механическим способом или за счет естественного барботажа выделяющегося диоксида углерода. По мере роста микробной культуры в аппарат периодически добавляют субстрат с постепенно уменьшающимися интервалами подачи. Скорость роста микроорганизмов и выход этанола зависят от температуры, которая обычно не должна превышать 30—38 °С. По мере повышения концентрации этанола оптимальная температура роста клеток микробной культуры снижается и требуется охлаждение реактора. Важным условием роста клеток является рН среды: для дрожжевых культур — не более 4,5. Высокая концентрация спирта в реакторе вызывает снижение скорости роста дрожжевой культуры и ее способности превращать сахара в этанол, поэтому содержание спирта в ферментационной среде не должно превышать 11—14% [133].

Повышение производительности установок получения этанола из биомассы достигается применением непрерывных способов ферментации. Для этих процессов могут использоваться такие же или модифицированные реакторы. Подача субстрата осуществляется непрерывно, а высокая концентрация дрожжевых культур обеспечивается за счет их выделения из отходящего потока и возврата в реактор. Концентрация спирта поддерживается в пределах 4,5—7,0%. Для получения 95%-го спирта выходящий из аппарата продукт проходит несколько ступеней разделения. На первой жидкость отгоняется от твердых остатков. Затем жидкость фракционируется и получается 50—70%-й этанол. На следующей ступени разгонки концентрация его повышается до 90—95%. Более высокая концентрация спирта может быть достигнута только азеотропной перегонкой. Дистилляция спирта — самая энергоемкая и технологически сложная стадия всего процесса получения этанола ферментацией.

Помимо спирта при ферментации и дистилляции образуются остатки и отгоны, по объему превосходящие объем спирта в 10—15 раз. Утилизация их затруднительна, и они оказывают вредное влияние на окружающую среду.

Сельскохозяйственные и органические бытовые отходы можно подвергать анаэробной ферментации с получением биогаза с высоким содержанием метана. В сжатом или сжиженном виде этот газ можно использовать в качестве моторного топлива. Однако производство его, базирующееся на локальных ре-

сурсах сырья, как правило, невелико. Образуется газ при давлении, близком к атмосферному, и в нем присутствует 30—50 % диоксида углерода, сера и аммиак (следы). Кроме того, процесс анаэробной ферментации является периодическим, и состав получаемого газа трудно регулировать. В связи с указанными недостатками биогаз используют в основном в качестве котельного топлива для местных нужд.

Определенный интерес представляет использование в качестве моторного топлива для дизельных двигателей растительных масел. Масла, содержащиеся в семенах и плодах подсолнечника, хлопчатника, сои, клещевины, кокоса и ряда других масличных культур, представляют собой окисленные углеводороды, в основном триглицериды, близкие по теплоте сгорания к дизельному топливу. Масло выделяется из масличных культур путем выжимки и экстрагирования (трихлорэтиленом или гексаном) и очищается методами нейтрализации, вымораживания или фильтрования.

Однако растительные масла нестабильны и имеют повышенную вязкость и коксуемость. Эти недостатки могут быть частично устранены, если применять их в смеси с дизельным топливом или перевести в метиловые и этиловые эфиры. Мировое производство растительных масел не превышает 35 млн. т в год, и все они практически целиком потребляются пищевой и химической промышленностью. Стоимость растительных масел в несколько раз превышает стоимость дизельного топлива, получаемого из нефти.

Таким образом, хотя сырьевых источников для производства биотоплив много, на практике круг их сужается вследствие географических, климатических, экономических и других факторов. Пищевые культуры исключаются из баланса, поскольку являются не менее дефицитными сегодня для производства продуктов питания. Сельскохозяйственные культуры — сезонное сырье и их выращивание требует больших земельных площадей. Например, для производства в США 3,8 млрд. л в год этанола нужно собрать урожай с 2 млн. га. В то же время ежегодный объем производства бензина в США — 380 млрд. л., а под весь урожай кукурузы отводится около 28 млн. га [134].

Вследствие рассредоточенности и большой влажности биомассы затраты на сбор и транспорт составляют 50% (и более) стоимости конечного продукта. Поэтому совершенствование технологии переработки биомассы не в состоянии значительно снизить себестоимость топлив. Здесь требуются меры по интенсификации и удешевлению выращивания и сбора урожая сырья. Например, для более доступной, чем сельскохозяйственная, древесной биомассы возможно создание «энергетических» лесоводческих плантаций. В отличие от обычных лесоводческих хозяйств, рассчитанных на выращивание деревьев больших разме-

ров с периодом оборота от 30 до 80 лет, на таких плантациях выращивают быстрорастущие сорта деревьев до относительно небольших размеров, но с более плотной посадкой. При этом период оборота снижается до 20 и менее лет, и среднегодовой прирост сухой биомассы на 1 га может составлять 12—24 т против 2,5—7,5 т в обычном лесу [132]. Для таких хозяйств необходимы площади, пригодные для применения средств механизации.

Производство топлив из биомассы пока характеризуется низкой энергетической эффективностью. Это объясняется не только тем, что на выращивание, сбор и подготовку сырья расходуются значительные количества топлива и электроэнергии, энергоемкие удобрения, но и невысоким термическим к.п.д. процессов переработки. Энергетические затраты на получение этанола из различных видов биомассы составляют (ГДж/т) [134]:

Этап производства	Сахарный тростник	Кассава	Целлюлозо-содержащие отходы
Сельскохозяйственный	2,5—13,0	3,5	—
Подготовительный	4,0—12,0	16,5	49,0
Ферментация	0,1—4,0	4,3	4,0
Дистилляция	5,0—17,0	17,1	17,0
Косвенные затраты	11,0	12,0	14,0
Итого	22,6—47,0	53,4	84,0

Таким образом, при производстве этанола потребляется столько же (или даже больше) энергии, сколько ее содержится в получаемом спирте, теплота сгорания которого составляет 27 ГДж/т. Несмотря на отмеченные недостатки, по мнению ряда специалистов, биомасса может стать в будущем значительным источником для получения моторных топлив и, прежде всего, в странах с ограниченными ресурсами горючих природных ископаемых, но расположенных в теплых климатических зонах и обладающих площадями свободных земель. Примером таких стран может служить Бразилия, где уже широко применяется производство и использование на транспорте этанола.

3.6. ГАЗОВЫЕ ТОПЛИВА

Газовое моторное топливо уже получило распространение на автомобильном и морском транспорте, а также на стационарных двигателях внутреннего сгорания. Использование сжиженных нефтяных газов (пропана, бутана и их смесей) и природного газа в двигателях внутреннего сгорания не требует глубокой химической переработки сырья, а связано с физическими методами их подготовки к применению.

Газовые топлива обладают такими достоинствами, как высокие октановые числа, меньший, чем у бензина и дизельного топлива, выброс вредных веществ с отработавшими газами, более высокий моторесурс двигателя и др. Для их применения легко могут быть приспособлены обычные бензиновые и дизельные двигатели. В то же время в обычных условиях эти топлива находятся в газообразном состоянии, т. е. для заправки транспортных средств требуется компримирование или сжижение этих топлив.

Мировое производство сжиженных нефтяных газов в настоящее время превышает 100 млн. т в год, из них более 5 млн. т используется в качестве моторного топлива [135]. Из попутного нефтяного и природного газов сжиженные нефтяные газы извлекаются различными способами — низкотемпературной конденсацией, абсорбцией и ректификацией. Получаемая широкая фракция легких углеводородов состоит преимущественно из пропана и бутанов, которые затем отделяются от более легких и тяжелых углеводородов фракционированием. Для получения сжиженных нефтяных газов из нефтезаводских газов используют методы компримирования и газофракционирования. Названные процессы широко применяются в промышленности и достаточно подробно описаны в специальной литературе [136].

Для хранения сжиженных нефтяных газов на борту автомобилей или других транспортных средств используют цилиндрические сосуды с рабочим давлением до 1,6 МПа, в которых топливо находится в жидком состоянии. Для заправки техники сжиженными нефтяными газами требуется создание специальных автомобильных газонаполнительных станций или передвижных заправщиков.

Природные газы большинства месторождений, прошедшие подготовку на промыслах, содержат до 98% метана. Теплота сгорания метана выше, чем бензина, и составляет 49,9 МДж/кг; октановое число метана 110 по моторному методу. Для природного газа характерны низкий уровень токсичности продуктов сгорания, отсутствие нагара и смывания слоя смазки в цилиндрах двигателей, узкие пределы образования взрывоопасных смесей с воздухом.

На природный газ могут быть переведены стандартные карбюраторные двигатели путем установки несложной топливной аппаратуры, включающей устройства для редуцирования давления топливного газа и регулирования его расхода в соответствии с режимом работы. Для дизельных двигателей, помимо оснащения их газовой аппаратурой, необходима установка системы искрового зажигания. Может быть использован также газожидкостный процесс, в котором зажигание газозооушной смеси, подаваемой в цилиндры двигателя, осуществляется за счет впрыска запальной порции дизельного топлива. Дизельные

двигатели, работающие на природном газе, широко применяют в самой газовой промышленности в поршневых газоперекачивающих агрегатах и моторо-генераторах с искровым и форкамерно-факельным зажиганием. При использовании газа в карбюраторных двигателях 1 м³ его для грузовых автомобилей, в среднем, заменяет 1 л, а для легковых автомобилей — 1,2 л бензина [137].

Компримированный (сжатый) природный газ в настоящее время применяется на автомобильном транспорте в Италии, Франции, Новой Зеландии, Канаде, США и др. Первый опыт использования компримированного природного газа в нашей стране относится к началу 1950-х годов, когда на него были переведены несколько тысяч автомобилей. Этот вид топлива вновь начал применяться с начала 1980-х годов и сегодня на него переведены десятки тысяч грузовых автомобилей (их число продолжает быстро расти). Разработана и реализуется комплексная программа, предусматривающая создание общесоюзной системы обеспечения транспорта сжатым газом [138].

Хранят компримированный природный газ на борту автомобиля, как правило, в специальных стальных баллонах под давлением ≈ 20 МПа (для транспортных средств с небольшим суточным пробегом и стабильными короткими маршрутами давление может быть более низким). Для обеспечения автомобилей компримированным природным газом требуются специальные автогазонаполнительные компрессорные станции.

На автогазонаполнительных компрессорных станциях природный газ, поступающий из газопровода, очищается от капель жидкости и механических частиц в сепараторе и фильтре, затем измеряется его расход и газ подается на прием компрессорных установок. Сжатый до 25 МПа газ направляется на установку осушки, далее в аккумуляторные емкости, а из них через запорную и регулируюшую аппаратуру — к газозаправочным колонкам. Стационарные автогазонаполнительные компрессорные станции могут создаваться в блочном исполнении — 125, 250 и 500 заправок в сутки. Затраты на сооружение и эксплуатацию автогазонаполнительных компрессорных станций существенно выше, чем в случае обычных автозаправочных станций, что обусловлено сложностью оборудования и высокими энергетическими затратами на компримирование газа. Энергетические затраты при этом в значительной мере определяются давлением, при котором газ поступает на компрессоры из газопровода. Например, при увеличении входного давления газа с 0,5 до 4,0 МПа удельный расход электроэнергии на сжатие газа снижается в 2,3 раза.

Создаваемые в настоящее время типовые стационарные автогазонаполнительные компрессорные станции на 500 заправок в сутки имеют следующие параметры [138]:

Производительность (1 заправка — 100 м³), заправок/сут	500
Давление газа, МПа:	
на входе	0,6—1,2
на выходе	20
Мощность компрессоров, кВт	800
Число компрессоров, шт.	5
Число газозаправочных колонок, шт.	8
Объем аккумуляторов газа, м³	18
Численность персонала (трехсменная работа), чел.:	
при автономном теплоснабжении	20
при централизованном теплоснабжении	15
Площадь занимаемой территории, га	0,7
Расчетное число обслуживаемых автомобилей	1030

Общие капитальные вложения в такую станцию составляют в зависимости от условий привязки 1,3—2,5 млн. руб., а эксплуатационные расходы (без учета стоимости сырьевого газа) — около 365 тыс. руб. в год или 20 руб. на каждые 1000 м³ газа. Помимо стационарных станций, для заправки автомобилей компримированным природным газом могут применяться также малогабаритные гаражные станции и передвижные автогазозаправщики.

Сжижение позволяет уменьшить объем газа, занимаемый в обычных условиях, почти в 600 раз, т.е. массу топливных емкостей по сравнению с емкостями для сжатого газа можно также значительно уменьшить. Производство сжиженного природного газа получило достаточно широкое промышленное применение при транспорте газа на дальние расстояния морским путем, а также при создании «пиковых» запасов топлива. В настоящее время мировая торговля сжиженным природным газом превышает 42 млрд. м³ в год [139].

В качестве моторного топлива сжиженный природный газ используют в газодизельных двигателях танкеров-метановозов. Рядом фирм Швеции, ФРГ, Франции и США выпущены опытные партии автомобилей и автобусов, эксплуатируемых на этом виде топлива. При переоборудовании серийных автомобилей для работы на таком топливе наряду с газовой аппаратурой устанавливают специальные криогенные емкости и испаритель (для утилизации тепла отработавших газов двигателя). Проведены испытания, показавшие возможность использования сжиженного природного газа в качестве топлива для авиации.

Природный газ подвергается сжижению на специальных установках путем его охлаждения до температуры —162 °С. В состав установок входят следующие блоки и узлы: блок очистки газа от диоксида углерода, блок осушки газа, низкотемпературный блок сжижения с узлами компримирования хладагента и сырьевого газа, узел вывода широкой фракции углеводородов и узел получения компонентов хладагента. Расход энергии на таких установках зависит от выбранной технологической схемы

холодильного цикла и составляет 0,5—0,7 кВт·ч/кг сжиженного газа.

В блоке сжижения могут использоваться различные холодильные циклы: классический каскадный цикл на трех хладагентах, однопоточный цикл на многокомпонентной смеси, однопоточный каскадный цикл на многокомпонентной смеси и холодильные циклы на расширительных машинах-турбодетандерах. Сегодня наиболее распространены установки с каскадными циклами сжижения, которые обеспечивают наименьший расход энергии. В то же время установки с однопоточными циклами, хотя и более энергоемки, отличаются простотой и меньшим числом единиц оборудования. В качестве хладагентов в классическом каскадном цикле обычно употребляют пропан, этилен и метан, а в циклах со смешанными хладагентами — различные смеси азота, метана, этана, пропана и бутанов.

Для предприятий по сжижению природного газа на долю системы хранения получаемого сжиженного газа может приходиться до 50—70% стоимости предприятия. Основными задачами, которые должны решаться при хранении сжиженного природного газа, являются минимизация испарения газа и обеспечение взрывобезопасности. В промышленности для стационарного хранения сжиженного природного газа используют наземные или подземные емкости из предварительно напряженного железобетона, двухстенные изотермические резервуары из металла, а также хранилища в замороженном грунте.

Капитальные и эксплуатационные затраты на производство сжиженного природного газа существенно выше, чем в случае получения компримированного газа. Однако этот способ использования природного газа в качестве моторного топлива может представлять интерес для крупнотоннажных потребителей, действующих на стационарных маршрутах (например, железнодорожный и авиационный транспорт), а также при сочетании получения сжиженного природного газа как моторного и «пикового» энергетического топлива.

3.7. ПРОИЗВОДСТВО ВОДОРОДА

В последние годы многими учеными выдвигается и разрабатывается концепция водородной энергетики, согласно которой в дальней перспективе возможен и целесообразен массовый переход от традиционных ископаемых энергоносителей к основному и универсальному энергоносителю — водороду в сочетании с широким применением ядерной энергии для его производства. К преимуществам водорода относятся практически неограниченная ресурсная база, экологическая чистота при использовании в качестве топлива, сравнительная легкость транспорта и возможность использования в существующих конструкциях двига-

телей. Вместе с тем водород обладает и специфическими свойствами, осложняющими его использование, в первую очередь, это низкая энергетическая плотность и повышенная взрывоопасность [140].

Сегодня водород широко применяют в химической, нефтеперерабатывающей и других отраслях промышленности в качестве сырья и реагента. Но как топливо его используют только в ракетной технике. Большую часть производимого в мире водорода получают на базе природного газа и нефтепродуктов. Производство водорода путем газификации угля пока не играет заметной роли, но быстро развивается и будет, очевидно, широко использоваться для обеспечения потребностей различных производств синтетических жидких топлив. Если рассматривать более отдаленную перспективу, то ископаемые топлива вряд ли смогут обеспечить достаточные масштабы производства водорода. Поэтому в качестве перспективного направления получения водорода для энергетических целей могут рассматриваться различные методы разложения воды.

Наиболее простым в техническом исполнении и уже реализованным в промышленности способом получения водорода является электролиз воды, который имеет три модификации: 1) классический электролиз в щелочной среде (25—30% КОН); 2) электролиз с применением твердых полимерных электролитов, служащих одновременно электролитом и электролизной ячейкой; 3) электролиз водяного пара при высоких температурах [141].

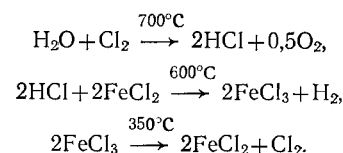
Электролиз в растворе щелочного электролита служит сейчас основным процессом промышленного получения водорода этим методом. Производительность крупных установок составляет по водороду 700—1100 м³/ч. Этот процесс энергоемок: для получения 1 м³ водорода и 0,5 м³ кислорода требуется затратить около 6 кВт·ч электроэнергии. Поэтому, как правило, такие установки базируются на использовании дешевой гидроэлектроэнергии. Ведутся исследования по повышению энергоэффективности электролиза в щелочных растворах. Например, за счет повышения температуры до 100—120 °С, что достигается применением электролизеров, работающих под давлением 1—5 МПа, снижаются напряжение в ячейках и плотность тока. При этом расход электроэнергии на производство 1 м³ водорода можно снизить до 4 кВт·ч, а энергетический к. п. д. процесса — увеличить с 20 до 25 %.

В разрабатываемых электролизерах с твердыми полимерными электролитами электролиз должен протекать при температуре 25—150 °С и давлении около 20 МПа. Энергетический к. п. д. таких электролизеров может достигать 32 %. Однако имеющиеся сегодня полимерные ячейки пригодны для создания электролизеров только небольшой мощности.

Электролиз водяного пара проводится при температуре 800—900 °С с использованием в качестве твердого электролита оксида циркония с различными добавками, увеличивающими ионную проводимость. Перенос заряда в таком электролите осуществляется ионами кислорода, образующимися при диссоциации воды. В этом процессе расход электроэнергии минимальный, но отсутствие конструкционных материалов, пригодных для эксплуатации при высоких температурах, ограничивает возможности его применения в промышленном масштабе.

Затраты на производство электролитического водорода в наибольшей степени зависят от стоимости электроэнергии. При получении ее на базе органического топлива в современных условиях себестоимость электролитического водорода примерно в два раза превышает себестоимость его получения газификацией угля и в четыре раза — паровой конверсией природного газа [142]. Поэтому главным фактором снижения стоимости водорода, получаемого электролизом воды, в перспективе может стать получение дешевой электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, особенно в период «провальных» нагрузок.

Еще одним способом получения водорода из воды является применение термохимических циклов, где разложение воды идет в несколько стадий с использованием реагентов, которые теоретически в конце цикла полностью возвращаются в исходное состояние. Например:



Термический к. п. д. таких циклов может достигать 55 %. Однако реализация их сдерживается из-за высоких температур реакций, которые могут быть обеспечены при использовании тепла высокотемпературных ядерных реакторов, а также коррозионной агрессивностью среды, что требует применения специальных конструкционных материалов для оборудования. В связи с этим термохимические циклы не вышли пока из стадии исследовательских работ.

ГЛАВА 4

ПРИМЕНЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ НА АВТОМОБИЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ

4.1. ХАРАКТЕРИСТИКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ

Применение альтернативных видов топлив на автомобильном транспорте обусловлено прежде всего его опережающим развитием и высокой энергоемкостью, поэтому автомобильный транспорт стал ведущим потребителем топливно-энергетических ресурсов на транспорте (рис. 4.1) [143].

Для классификации альтернативных топлив применительно к автомобильному транспорту отличительные признаки могут быть сгруппированы по следующим составляющим цикла энергопотребления.

1). В сфере производства топлива — по видам используемого сырья, основным технологическим вариантам получения топлив, их компонентному составу и важнейшим физико-химическим свойствам.

Последние характеризуются агрегатным состоянием и объемной энергоемкостью топлива при нормальных условиях, которые в значительной степени определяют способы его хранения на борту автомобиля, а также массовой энергоемкостью. Дифференциация альтернативных топлив по энергетическим характеристикам осуществляется по их низшим теплотам сгорания Q_n' в сравнении с теплотой сгорания нефтяных бензинов Q_n и разбиваются на три группы: с высокой энергоемкостью на уровне бензина, средней — с $Q_n' \approx 0,5 Q_n$ и низкой — с $Q_n' < 0,5 Q_n$.

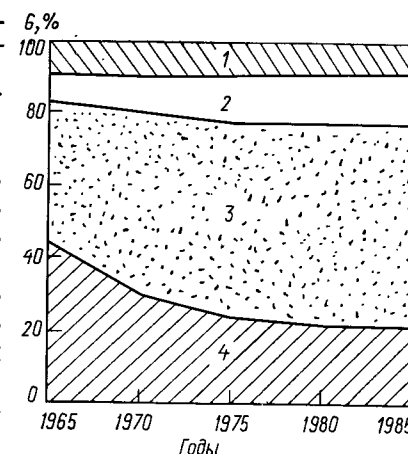
2). В сфере транспортирования топлива — по способам его доставки к месту потребления.

3). В сфере эксплуатации транспорта — по способам использования топлива в двигателях, хранения и транспортировки на автомобилях, организации их заправки и сферам применения по видам автомобильных перевозок.

В соответствии с целевым назначением средства заправки делятся на три группы: АЗС обычного типа, модифицированные (приспособленные) для работы на альтернативных топливах и специализированные автозаправочные станции (заправка газовым и криогенным топливом, обеспечение топливом газогенераторных автомобилей и т. д.).

В табл. 4.1 приведены важнейшие свойства альтернативных топлив. Большинство альтернативных топлив отличается от традиционных нефтяных топлив, что сказывается на характеристиках двигательной установки и на эксплуатационных качествах транспортного средства. В качестве примера на рис. 4.2 приведены сравнительные показатели теоретического цикла двигателя с принудительным (искровым) воспламенением при ис-

Рис. 4.1. Потребление топливно-энергетических ресурсов G в 1965—1985 гг. по видам транспорта:
1 — водный; 2 — воздушный; 3 — автомобильный; 4 — железнодорожный



пользовании известных альтернативных топлив. Как видно, применение альтернативных топлив ведет к изменению как мощностных характеристик двигателя (определяемых средним индикаторным давлением p_i), так и его экологических показателей, связанных с содержанием в отработавших газах токсичных веществ.

Показатели топлив с нефтяными добавками находятся на уровне базовых бензинов, поскольку моторные свойства их равнозначны. Использование спиртов сопровождается повышением среднего индикаторного давления, в то время как для газообразных топлив оно снижается главным образом из-за уменьшения энергоплотности заряда.

Состав продуктов сгорания различных альтернативных топлив весьма разнообразен. Содержание оксидов азота находится в прямой зависимости от температуры горения топлива. В соответствии с этим максимальный выход оксидов азота получается при использовании водорода (температура горения ≈ 2500 К), а минимальный — аммиака (1956 К). Выход оксида углерода определяется главным образом элементарным составом топлива (отношением $C:H$), в соответствии с которым альтернативные топлива по отношению к бензину характеризуются снижением содержания СО (природный газ, метанол) либо полным его отсутствием (водород, аммиак).

При сохранении общего характера теоретических закономерностей на практике рабочие параметры двигателей внутреннего сгорания при переводе на альтернативные топлива определяются рядом дополнительных факторов, рассмотренных ниже. Эффективность альтернативных топлив в значительной мере зависит от степени использования их положительных свойств (например, высокой детонационной стойкости у природного газа) и применения специальных мер по устранению отрицательных факторов (например, впрыска воды для понижения высоких цикловых температур у водорода).

Влияние вида альтернативного топлива на технико-эксплуатационные показатели транспортного средства связано, главным образом, с изменением характеристик двигателя и объемно-мас-

Таблица 4.1. Физико-химические и эксплуатационные свойства нефтяными

Показатель	Нефтяные топлива		Метанол	Этанол
	бензины	дизельные топлива		
Плотность, кг/м ³	710—760	820—870	795	790
Температура, °С:				
кипения	35—195	180—360	64,7	78,0
застывания	—60÷80	—10÷60	—97,8	—114,6
Давление насыщенных паров при 38 °С, кПа	65—92	0,3—0,35	12,6	17,0
Теплота испарения, кДж/кг	289—306	210—250	1173	920
Стехиометрический коэффициент, кг/кг	14,5—15,0	14,1—14,3	6,51	9,06
Температура горения, К	2336	2289	2185	2235
Энергоемкость, МДж/кг	44,0	43,43—43,51	19,98	26,9
Энергоплотность, МДж/л	32,56	36,55	15,88	21,25
Теплота сгорания стехиометрической смеси:				
кДж/кг	2782—2811	2715—2790	2660	2674
кДж/м ³	3524—3553	3405—3418	3632	3685
Границы устойчивой работы двигателя по α	0,7—1,1	0,9—5,0	0,7—1,4	0,7—1,25
Октановое число:				
моторный метод	66—85	—	88—94	92
исследовательский метод	75—95	—	102—111	108
Цетановое число	8—14	45—55	3	8
Пожаро- и взрывоопасность				Средняя
ПДК _{р.з.} , мг/м ³	100	300	5,0	1000
Условия хранения на автомобиле (давление, температура)		Нормальные		

* В МДж/м³.

** При наличии флегматизирующих компонентов.

совых показателей системы хранения топлива. Для большинства альтернативных топлив масса заправленной системы хранения, как правило, растет, что обусловлено либо способом хранения (в баллонах высокого давления, криогенных емкостях и др.), либо пониженной энергоемкостью топлива (метанол, аммиак и др.). По этим причинам изменяется и эксплуатационный расход топлива.

4.2. ГАЗОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ТОПЛИВА

Применение газовых топлив в тепловых двигателях имеет давнюю историю. Теоретический цикл газового двигателя был описан французским ученым С. Карно еще в 1721 г. Столетие спустя получили практическое распространение двигатели Ленуа-

альтернативных топлив в сравнении с традиционными топливами

Сжиженный нефтяной газ	Природный газ		Водород		Аммиак (жидкий)	Ацетилен (газообразный)
	газообразный	жидкий	газообразный	жидкий		
542	0,71	420	0,09	71	680	1,173
—42	—162	—	—252,76	—	—33	—83,8
—187	—182	—	—259,2	—	—78	—
160	—	—	—	—	—	—
412	511	—	—	—	1370	—
15,2	16,8—17,4	—	34,8	—	6,15	13,14
2149	2065	—	2449	—	1956	2610
46,0	48,94—50,15	—	120,0	—	18,65	47,82
24,93	(33,27— —34,1)*	20,92	(10,8)*	8,52	12,68	(56,05)*
2840	2740—2749	—	3381	—	2605	3320
3520	3121—3126	—	2992	—	2874	3830
0,7—1,2	0,7—1,3	—	0,6—5,0	—	0,9—1,2	1,3—2,5
90—94	100—105	—	30—40	—	110	—
93—113	110—115	—	45—90	—	130	—
18—22	—	—	—	—	—	—
			Высокая	—	Низкая	Высокая
1800	—	—	—	—	20	—
1,6 МПа	20—40 МПа	—165 °С	20—40 МПа	—255 °С	0,6—0,7 МПа	1,5—2,5 МПа**

ра, работавшие на светильном газе. Созданные позднее поршневые двигатели Отто также вначале работали на газовом топливе.

В нашей стране первый практический опыт использования газа на автомобильном транспорте был связан с выпуском в 1939 г. газобаллонных автомобилей ЗИС-30 и ГАЗ-44, а в 50-е годы — ЗИС-156 и ГАЗ-51Б, предназначенных для работы на сжатом природном газе. Несколько тысяч этих автомобилей эксплуатировалось в течение ряда лет на Украине и в Поволжье — районах, обеспеченных в то время природным газом. В 1954 г. было начато производство газобаллонных автомобилей ЗИС-156А и ГАЗ-51Ж, работавших на сжиженном пропан-бутановом газе. Однако в 60-е годы в связи с бурным развитием отечественной нефтеперерабатывающей промышленности и организацией массового выпуска дешевых высокооктановых бензинов применение газовых топлив было практически полностью прекращено.

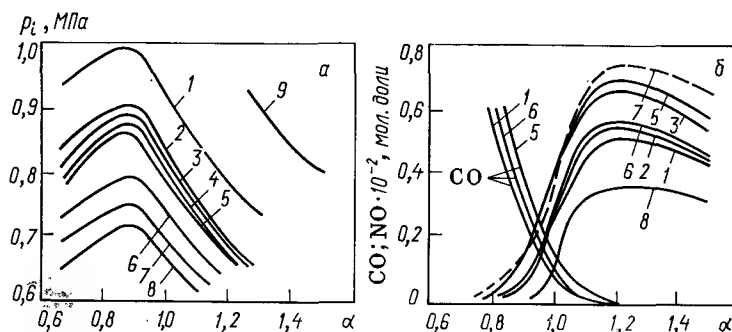


Рис. 4.2. Изменение теоретических значений среднего индикаторного давления p_i (а) и содержания в отработавших газах оксидов углерода и азота (б) при работе двигателя на топливах:

1 — метанол; 2 — этанол; 3 — бензино-метанольная смесь; 4 — бензино-этанольная смесь; 5 — бензин; 6 — природный газ; 7 — водород; 8 — аммиак; 9 — ацетилен

В последнее время объективная необходимость экономии ресурсов нефти привела к увеличению числа автомобилей, работающих на газовых топливах. Во многих странах, например в Японии, переход на газовое топливо рассматривается как радикальная мера снижения вредных выбросов автомобилей и оздоровления воздушного бассейна больших городов.

В настоящее время мировой парк автомобилей, эксплуатируемых на газовых топливах, оценивается в 3—3,5 млн. шт. В нашей стране расширяются масштабы применения как сжатого, так и сжиженного газов. С учетом Единой системы газоснабжения, значительных запасов и растущих объемов добычи природного газа наиболее высокими темпами осуществляется перевод автомобилей на сжатый природный газ.

Среди различных видов горючих газов большее практическое применение в качестве моторных топлив нашли смеси газообразных углеводородов, получаемые из природного и попутного нефтяного газов. Эксплуатационные свойства и особенности применения газовых топлив определяются свойствами их компонентов (табл. 4.2).

Сжиженные газы. Основными компонентами сжиженных пропан-бутановых газов, известных на практике под названием сжиженных нефтяных газов, являются пропан и бутан. Кроме того, в них содержится немного этана и пропилена. При 20°C бутан сжижается при давлении 0,103 МПа, а пропан — 0,716 МПа. Поэтому для сохранения жидкого состояния при более высоких температурах (до +45, +50°C) пропан-бутановая смесь находится в топливном баллоне под давлением 1,6 МПа.

По отношению к бензину пропан и бутан имеют более высокую массовую теплоту сгорания и характеризуются высокой

Таблица 4.2. Физико-химические свойства основных компонентов газовых топлив

Показатель	Пропан	Бутан	Этан	Пропилен	Метан
Плотность, кг/м ³ :					
газа	1,88	2,46	1,27	1,45	0,72
жидкости	509	582	446	522	415
Температура кипения, °C	−42,2	−0,5	−88,6	−47,9	−162
Теплота сгорания (жидкость):					
МДж/кг	45,9	45,4	47,2	45,6	49,8
МДж/л	23,4	26,4	21	23,8	35,8*
Теплота сгорания стехиометрической смеси, МДж/м ³	3,46	3,5	3,39	2,65	3,4
Температура воспламенения, °C	510	480	580	470	700
Стехиометрический коэффициент, м ³ /м ³	23,9	30,9	16,7	23,9	9,5

* В газообразном состоянии.

детонационной стойкостью. Они являются хорошим топливом для двигателей внутреннего сгорания с принудительным (искровым) воспламенением. При переводе автомобиля на пропан-бутановую смесь его эксплуатационные свойства не только сохраняются, но и по ряду показателей улучшаются в сравнении с базовой (бензиновой) моделью.

Сжиженный газ в соответствии с ГОСТ 20448-75 выпускается для зимней эксплуатации — СПБТЗ (≥75% пропана и ≤20% бутана) и для летней — СПБТЛ (34% пропана и 60% бутана). Состав сжиженных газов для газобаллонных автомобилей регламентируется по следующим показателям (ТУ 38 001302—78):

Углеводородный состав, % (масс.):	
пропан	80±5
сумма пентанов, не более	3
сумма непредельных углеводородов, не более	6
Жидкий осадок при +40°C	Отсутствие
Давление насыщенных паров, МПа, не более:	
при +45°C	1,6
при −30°C	0,07
Содержание, % (масс.), не более:	
сероводорода	0,003
общей серы	0,015
воды и щелочи	Отсутствие

Пропан-бутановые смеси характеризуются высоким коэффициентом объемного расширения: при увеличении температуры на 10°C давление в газовом баллоне повышается на 0,6—0,7 МПа. Во избежание разрушения при повышении температуры в топливных баллонах предусматривается газовая подуш-

Таблица 4.3. Характеристики основных моделей газобаллонных автомобилей

Показатель	ГАЗ-24-07	ЗИЛ-138	ГАЗ-53-07	ГАЗ-52-07	ЛиАЗ-677Г	ЛАЗ-695П
Тип автомобиля	Легковой		Грузовой		Автобус	
Степень сжатия двигателя	8,2	8,0	8,5	7,0	7,4	8,0
Максимальная мощность двигателя при работе на газе, кВт	58,9	110,4	88,3	51,5	125,1	110,4
Линейная норма расхода газа, л/100 км	16,5	42	37	30	67	51
Число баллонов	1	1	1	1	2	2
Марка резервного бензина	АИ-93		А-76			
Запас топлива, л:						
сжиженного газа	83,9	225	171	142	298	288
бензина	55	10	90	90	20	10
Максимальная скорость с полной загрузкой, км/ч	140	90	80	70	77	82
Запас хода, км	550	400	380	400	445	565

ка с минимальным объемом не менее 10% всего объема. Поскольку компоненты сжиженных газов не имеют запаха для обнаружения утечек смеси в нее добавляют одоранты — вещества со специфическим сильным запахом. В качестве одоранта обычно используют этилмеркаптан C_2H_5SH в количестве 0,2—0,3 г на 1000 м³ газа.

Характеристики основных моделей газобаллонных автомобилей, предназначенных для работы на сжиженных газах, приведены в табл. 4.3 [144]. Все автомобили имеют резервную систему питания бензином на случай отсутствия газа. При этом, ввиду увеличения степени сжатия двигателей газобаллонных модификаций грузовых автомобилей и автобусов (≈ на 1—2 ед.), их работа на товарном бензине А-76 допускается лишь в экстренных случаях при движении с пониженными скоростями (или уменьшенной загрузкой) на небольшие расстояния. Запас хода, грузоподъемность, топливная экономичность (в энергетическом эквиваленте) и тягово-скоростные качества газобаллонных автомобилей находятся на уровне бензиновых моделей или отличаются от них незначительно. Вместе с тем практический опыт эксплуатации газобаллонных автомобилей показал ряд их преимуществ. Благодаря отсутствию жидкой фазы (фракций углеводородов) в топливовоздушной смеси обеспечивается большая равномерность ее распределения по цилиндрам двигателя, исключается смывание смазки с их зеркал, а загрязнение масла и нагарообразование значительно снижаются. В результате ресурс работы двигателя, его межремонтный пробег возрастают в 1,4—2, а периодичность смены моторного мас-

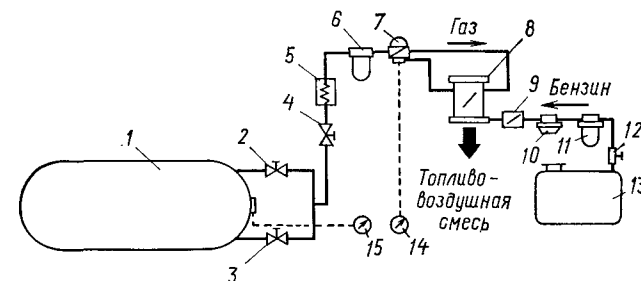


Рис. 4.3. Схема топливной системы газобаллонного автомобиля на сжиженном нефтяном газе:

1 — бак с газом; 2—4 — вентили; 5 — испаритель; 6 — фильтр; 7 — редуктор; 8 — карбюратор-смеситель; 9 — карбюратор; 10 — бензонасос; 11 — фильтр; 12 — кран; 13 — бензобак; 14, 15 — указатели

ла — в 2—2,5 раза. Однако из-за большей сложности газобаллонной системы питания трудоемкость ее технического обслуживания и ремонта возрастает на 3—5%. Кроме того, из-за худших пусковых свойств сжиженных газов надежный пуск холодного двигателя возможен при температуре окружающего воздуха до —5...—7 °С. При более низких температурах в условиях безгаражного хранения для запуска двигателя требуется его тепловая подготовка. Для этой цели используют подогрев с помощью газовых инфракрасных излучателей, горячего воздуха, прокачки системы охлаждения горячей водой и др. При отсутствии необходимых средств допускается запуск двигателя на резервном бензине с переводом после прогрева на газовое топливо. Однако это является исключительной мерой, так как ведет к дополнительному расходу бензина и снижает экономическую эффективность газобаллонного автомобиля.

Топливная система грузовых газобаллонных автомобилей и автобусов практически полностью унифицирована. Ее основными элементами (рис. 4.3) являются: бак для газа 1 с вентилями 3 и 2 для подачи соответственно жидкой и газовой (паровой) фаз топлива, запорный вентиль 4, испаритель 5, фильтр 6, двухступенчатый редуктор 7 и карбюратор-смеситель 8. Резервная система питания бензином включает бак 13 с запорным краном 12, фильтр 11, бензонасос 10 и простейший однокамерный карбюратор 9. Для контроля топлива в баке и давления газа служат дистанционные указатели 15 и 14. Газообразная фаза из бака подается только при пуске и прогреве двигателя. При работе двигателя сжиженный газ под давлением около 1,6 МПа через вентили 3 и 4 поступает в испаритель 5, откуда в парообразном состоянии после очистки в фильтре 6 подается в редуктор 7. В первой ступени редуктора давление газа понижается до 0,15 МПа и во второй — примерно до атмосферного.

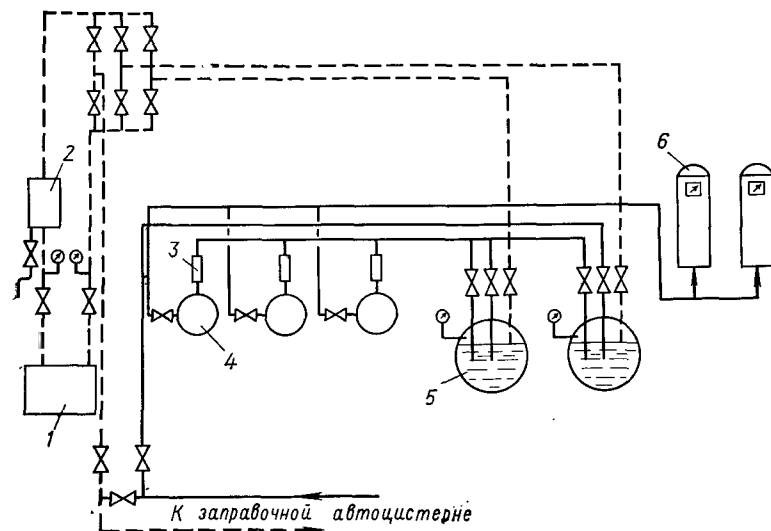


Рис. 4.4. Схема стационарной станции для заправки газобаллонных автомобилей сжиженным нефтяным газом:

1 — компрессор; 2 — маслоотделитель; 3 — фильтр; 4 — насос; 5 — емкость для хранения газа; 6 — раздаточные колонки; — — — — — сжиженный газ; — — — — — газ

Далее под действием разрежения во впускной системе работающего двигателя газ поступает в карбюратор-смеситель, откуда в виде однородной топливной смеси подается в цилиндры двигателя. Для перевода двигателя на резервное питание бензином служит кран 12.

Газобаллонная установка легкового автомобиля ГАЗ-24-07 отличается в основном конструктивным исполнением некоторых элементов. При этом бак для хранения газа размещается в багажнике автомобиля, занимая около 1/3 его объема.

Автомобили заправляются сжиженным газом на стационарных специализированных автозаправочных станциях. Типовая стационарная станция содержит четыре емкости для хранения сжиженного газа общей вместимостью 25 м³ и обеспечивает заправку 600 автомобилей в сутки. Заправка автомобилей осуществляется с помощью центробежных насосов при одновременном создании в емкостях избыточного давления 0,1—0,2 МПа (рис. 4.4). При избыточном давлении, создаваемом компрессором, можно также сливать сжиженный газ из заправочной автоцистерны. Заправочная колонка снабжена счетчиками расхода газа и присоединительными шлангами.

Для заправки газобаллонных автомобилей служат также передвижные газонаполнительные станции ЦППЗ-12-885, состоящие из седельного тягача ЗИЛ-130В1 и цистерны, установленной на шасси полуприцепа ОдАЗ-885. Цистерна имеет

Таблица 4.4. Сравнительные показатели различных систем хранения природного газа

Топливо и способ хранения	Удельная теплота сгорания топлива на единицу тары		Отношение к бензиновому эквиваленту	
	МДж/кг	МДж/дм ³	по массе	по объему
Сжатый до 20—25 МПа природный газ в баллонах:				
из углеродистой стали	3,45	0,88—1,10	8,64	6,4—7,9
из легированной стали	4,94	0,88—1,11	6,03	6,3—7,9
Сжатый до 32—40 МПа природный газ в баллонах:				
из углеродистой стали	3,47	1,34—1,67	8,60	4,2—5,2
из легированной стали	4,97	1,35—1,68	6,0	4,2—5,2
Жидкий природный газ	13,67	2,55	2,2	2,7
Бензин	29,8	7,0	1,0	1,0

вместимость 10,2 м³ и оборудована одним заправочным постом. Время заправки одного автомобиля 5—8 мин. Станция обеспечивает заправку примерно 200 автомобилей.

Природный газ состоит в основном из метана и небольшой примеси других газообразных компонентов. Состав природного газа для различных месторождений неодинаков и в среднем может характеризоваться содержанием метана 85—99% (об.), этана 1—8% (об.), пропана и бутана 0,5—3,0% (об.), пентана до 0,5—2,0% (об.), азота 0,5—0,7% (об.) и диоксида углерода до 1,8% (об.). В зависимости от состава природного газа изменяются его моторные свойства, важнейшим показателем которых является теплота сгорания. Для природных газов отдельных месторождений она может составлять 47 МДж/м³, а в среднем — 33—36 МДж/м³, т. е. почти в 1000 раз меньше, чем у жидкого нефтяного топлива. Это является главным недостатком природного газа как моторного топлива.

Показатели удельной энергоемкости различных методов хранения природного газа в расчете на единицу массы и объема системы хранения (тары) приведены в табл. 4.4 в сравнении с бензином [137]. При использовании природного газа в сжатом виде энергоемкость системы хранения определяется давлением сжатия, конструкцией и материалом газового баллона. Наибольшее применение нашли цилиндрические баллоны из углеродистой и легированной сталей. В этом случае для хранения 1 м³ природного газа требуемая масса баллона составляет 3,5—5 кг. При увеличении давления сжатия масса растет примерно пропорционально плотности сжатого газа, из-за чего добиться таким способом значительного снижения массы системы хранения сжатого газа невозможно. Эффективнее использо-

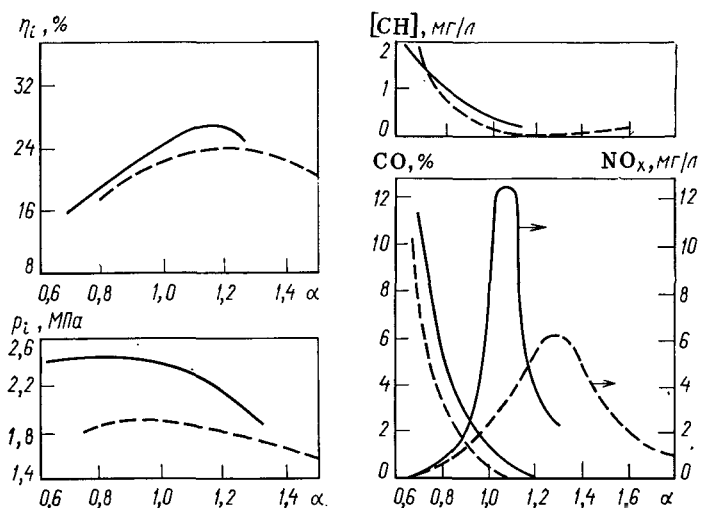


Рис. 4.5. Изменение индикаторных к. п. д. η_i и давления p_i , содержания в отработавших газах оксидов углерода CO, суммарных углеводородов [CH] и оксидов азота NO_x при работе двигателя на бензине (—) и природном газе (---)

вать более прочные конструкционные материалы. Например, применение легированной стали вместо углеродистой снижает массу газового баллона на 30—33%. Разработаны армированные стеклопластиковые баллоны с массой в 4—4,5 раза меньше стальных.

Сжижение природного газа по сравнению с сжатием позволяет уменьшить массу системы хранения в 3—4 и объем в 1,5—3 раза. Однако из-за низкой температуры кипения метана (основного компонента природного газа) топливо необходимо хранить в криогенных емкостях с высокоэффективной тепловой изоляцией. Обычно это емкость с двойными стенками, пространство между которыми вакуумируется, а в ряде случаев — заполняется теплоизоляционным материалом. Эксплуатация автомобиля на сжиженном газе связана с потерями газа на испарение при заправке и хранении (до нескольких процентов в сутки) и, кроме того, технически достаточно сложна.

Наиболее распространен вариант применения природного газа в двигателе с внешним смесеобразованием и принудительным (искровым) воспламенением с сохранением степени сжатия на уровне, соответствующем при использовании товарных бензинов. Перевод двигателя на газовое топливо ведет к снижению индикаторного к. п. д. и уменьшению максимальных

цикловых давлений (рис. 4.5), т. е. потерям мощности и снижению экономичности [137]. Более низкое значение к. п. д. газового двигателя связано с повышенными вентиляционными потерями и меньшей мощностью двигателя. В свою очередь, падение развиваемой мощности объясняется ухудшением наполнения двигателя и меньшей теплотой сгорания стехиометрической газозоудшной смеси. Снижение к. п. д. и ухудшение топливной экономичности газового двигателя в некоторой степени компенсируются с помощью оптимальных регулировок на работу с $\alpha = 1,2—1,3$ (бедные смеси) в режиме частичных нагрузок.

Указанные недостатки могут быть устранены двумя путями. Простейший способ — использование высокой детонационной стойкости газового топлива, октановое число которого на 20—30 ед. выше, чем у товарных бензинов. Этот путь связан с повышением степени сжатия двигателя, что исключает возможность его работы на бензине, т. е. исключается универсальность (двухтопливность) питания газового автомобиля. Второй путь — использование принципиально отличной системы подачи газового топлива: впрыск газа непосредственно в цилиндры двигателя или применение турбонаддува. Такие системы позволяют создать универсальный бензиногазовый двигатель с высокими мощностными характеристиками и топливно-экономическими показателями.

При использовании природного газа в качестве моторного топлива отмечены его плохие пусковые свойства. Предельное значение температуры холодного пуска двигателя (без дополнительных средств подогрева) на природном газе на 3—8 °C выше, чем на пропан-бутане. Трудность пуска объясняется высокой температурой воспламенения метана и тем, что в процессе воспламенения (после нескольких вспышек) на свечах осажается вода, шунтирующая искровой промежуток.

Важным достоинством газовых топлив в сравнении с нефтяными являются лучшие экологические характеристики и прежде всего уменьшение выбросов вредных веществ с отработавшими газами двигателя. Как известно, такими веществами являются оксид углерода CO, оксиды азота NO_x , суммарные углеводороды C_nH_m и в случае применения этилированных бензинов — соединения свинца. Применение газовых топлив с высокой детонационной стойкостью исключает необходимость использования токсичного антидетонатора, что является эффективным фактором снижения загрязнения окружающей среды. Изменение содержания оксида углерода при работе двигателя на газе и бензине в зависимости от состава топливовоздушной смеси (см. рис. 4.5) примерно одинаково [137]. Однако, учитывая возможность работы газового двигателя на более бедных смесях, при его оптимальной регулировке обеспечиваются более

низкие выбросы СО. Уровни выбросов углеводородов также примерно одинаковы, но их состав принципиально различен. Вредное воздействие углеводородов, образующихся в продуктах сгорания нефтяных топлив, обусловлено главным образом образованием смога. При работе на природном газе углеводородная часть отработавших газов состоит в основном из метана, обладающего высокой устойчивостью к образованию смога. Оксиды азота — наиболее токсичные компоненты отработавших газов. Их максимальное содержание для газового двигателя примерно в два раза меньше, чем у бензинового. Оно может быть еще снижено в 2—3 раза за счет регулировки состава топливной смеси.

Сложность применения газовых топлив в дизельных двигателях связана с их плохой воспламеняемостью. Для организации рабочего процесса дизельного двигателя на газовых топливах известны следующие способы: 1) добавление в топливо активирующих присадок или дизельного топлива с высоким цетановым числом, 2) использование искрового зажигания и 3) применение впрыска запальной дозы дизельного топлива. Первый способ может использоваться только для жидкого пропан-бутана. Переоборудование дизеля в двигатель с принудительным воспламенением от искры нашло применение лишь на стационарных установках, так как связано с необходимостью обеспечения повышенного напряжения на электродах свечи (до 25 кВ и более). Поэтому для организации работы автомобильных дизелей на газовом метановом топливе наибольшее распространение получил, так называемый, газожидкостный процесс — воспламенение основной газозооудшной смеси от запальной дозы дизельного топлива. Достоинство способа — относительная простота переоборудования дизеля на газовое топливо без изменения конструкции двигателя.

К природному газу, используемому в сжатом виде в качестве моторного топлива, предъявляют следующие специфические требования: отсутствие пыли и жидкого остатка, а также минимальная влажность. Последнее требование связано с исключением возможности закупорки каналов топливной системы, вызываемой замерзанием и выпадением гидратов вследствие дросселирования и снижения температуры газа при заправке автомобиля. Для обеспечения этих требований природный газ подвергается очистке с помощью фильтрующего, сепарационного и осушительного оборудования, установленного на газонаполнительных станциях.

Для заправки газовых автомобилей предназначен газ двух марок с различным содержанием метана и азота в соответствии с ТУ 51-166-33.

Основные показатели качества сжатого природного газа для автомобилей приведены ниже:

Марка А/Марка Б

Температура газа для климатической зоны, °С, не более:	
умеренной и холодной	+40
жаркой	+45
Компонентный состав, % (об.):	
метан	95±5 90±5
этан (не более)	4,0
пропан	1,5
бутан	1,0
пентан	0,3
диоксид углерода	1,0
кислород	1,0
азот	0—4 4—7

В составе газовых топлив ограничено содержание следующих продуктов (г/м³, не более): сероводорода — 0,02; меркаптановой серы — 0,016; механических примесей — 0,001; влаги — 0,009; массовая доля сероводородной и меркаптановой серы не должна превышать 0,1%.

Характеристики отечественных моделей газовых автомобилей, работающих на сжатом природном газе, приведены в табл. 4.5 [137, 144]. Опыт их эксплуатации выявил ряд положительных сторон, схожих с достоинствами сжиженных газов. При использовании сжатого газа в качестве моторного топлива моторесурс двигателя увеличивается на 35—40%, срок службы свечей — на 30—40%, расход моторного масла снижается благодаря увеличению периодичности (срока) его смены в 2—3 раза. Вместе с тем перевод автомобилей на сжатый природный газ ухудшает некоторые эксплуатационные показатели: мощность двигателя снижается на 18—20%, что ведет к снижению максимальной скорости на 5—6%, время разгона возрастает на 24—30% и максимальные углы преодолеваемых подъемов уменьшаются. Из-за большой массы баллонов для хранения газа высокого давления грузоподъемность автомобиля снижается на 9—14%. Дальность езды на одной заправке газа не превышает 200—280 км. Из-за наличия дополнительной топливной системы трудоемкость технического обслуживания и ремонта газового автомобиля увеличивается на 7—8%.

Применение газовых автомобилей на сжатом газе наиболее рационально на внутригородских грузовых перевозках для обслуживания предприятий торговли, быта и др. Использование природного газа перспективно и на городском пассажирском автотранспорте ввиду снижения в этом случае вредных выбросов, загрязняющих атмосферу. Для этой цели в нашей стране начат выпуск газовых автобусов ЛАЗ-695НГ и газовой модификации легкового автомобиля Волга ГАЗ-24-27.

Массовым автомобилем, работающим на сжатом природном газе, является грузовой автомобиль ЗИЛ-138А. Основные элементы универсальной системы питания этого автомобиля, обеспечивающей работу на газе и бензине, устанавливают во всех

Таблица 4.5. Характеристики основных моделей газовых автомобилей,

Показатель	ЗИЛ-138А	ГАЗ-52-27	ГАЗ-52-28
Тип автомобиля	Грузовой бортовой		Грузовой фургон
Грузоподъемность, кг	5150	2000	1500
Число газовых баллонов, шт.	8	4	7
Емкость заправки газом, м ³	80	40	70
Степень сжатия двигателя	6,5	7,0	7,0
Максимальная мощность двигателя, кВт	88,5	46	46
Контрольный расход газа, м ³ /100 км	29,3	19,6	21,5
Резервное топливо		А-76	
Максимальная скорость, км/ч	90	85	80
Запас хода, км	228	200	285

* Легковое.

** Расход дизельного топлива.

других газовых автомобилях. Газовая система питания автомобиля ЗИЛ-138А (рис. 4.6) включает восемь баллонов 1 из углеродистой стали вместимостью 50 л каждый, рассчитанных на рабочее давление 20 МПа. Баллоны соединены трубками высокого давления и разделены на две секции с отдельными запорными вентилями 12. Заправка баллонов газом осуществляется с помощью вентиля 11. Перед подачей в двигатель газ проходит теплообменник 10, в котором подогревается горячими отработавшими газами двигателя. Для снижения давления газа используется редуктор высокого давления 3 (снижает давление до 1,2 МПа) и низкого давления 5. Для контроля за работой системы питания служат два манометра 2, находящиеся в кабине водителя. Резервная система питания бензином включает стандартный бензобак 9, электромагнитный клапан-фильтр 8, бензонасос 7 и карбюратор-смеситель 6. Переход с одного вида топлива на другой осуществляется с помощью электромагнитных клапанов 4 и 8. Общая вместимость баллонов составляет 400 л, что позволяет заправить 80 м³ газа при массе газобаллонной установки около 800 кг.

В отечественных дизельных автомобилях для организации работы на природном газе используется способ подачи в цилиндры дозы (15—20% суммарного расхода топлива) запального дизельного топлива, обеспечивающего воспламенение газозоудной смеси. Пуск газодизельного двигателя и его работа на холостом ходу происходит только на дизельном топливе.

работающих на сжатом природном газе

ГАЗ-53-27	КамАЗ-53208	КамАЗ-55118	ЛАЗ-695НГ	ГАЗ-24-27
Грузовой бортовой		Самосвал	Автобус	Такси*
3800	7500	10000	—	—
7	10	8	8	3
70	100	80	80	18
6,7	17,0	17,0	8,0	8,2
70	147	147	103	56,6
23,8	27(6,5)**	30(7,0)**	32	7,2
А-76	—	—	АИ-93	
85	80	80	85	120
230	300	250	225	180

На остальных режимах повышение мощности двигателя достигается за счет увеличения подачи газового топлива.

В газодизельную систему питания автомобилей КамАЗ входят 8—10 газовых баллонов высокого давления и бак для дизельного топлива вместимостью 125 л. На автомобилях устанавливается двигатель КамАЗ-7409.10 с топливной аппаратурой модели 335 (ЯЗДА), снабженной трехрежимным регулятором и устройством управления запальной дозой топлива.

Заправляются автомобили природным газом на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС) или с помощью передвижных автогазозаправщиков (ПАГЗ). Типовая АГНКС обеспечивает 500 заправок в сутки (рис. 4.7) и включает пять основных функциональных блоков: сепараторы 1, компрессоры 2, осушка 3, аккумуляторы 4 и раздаточные колонки 5 [137]. АГНКС — сложное сооружение, в состав которого входят производственно-технологический корпус с газораздаточной и операторной, заправочная площадка с боксами для стоянки автомобилей и внешние коммуникации (подключение к газовой сети, водопровод, линия электропередачи и др.). Газ, поступающий из внешней сети, после сепарации сжимается компрессорами до 25 МПа и подается в установку осушки. Сухой газ направляется на хранение в аккумуляторы, откуда через газозаправочные колонки поступает на заправку автомобилей. Число заправочных колонок на АГНКС — 8, время заправки с учетом всех операций составляет для грузового автомобиля 10—12 мин и легкового — 6—8 мин.

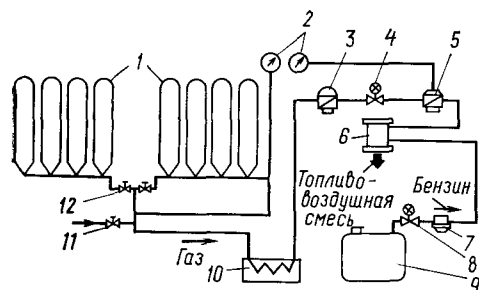


Рис. 4.6. Схема топливной системы газобаллонного автомобиля ЗИЛ-138А:

1 — газовые баллоны; 2 — манометр; 3, 5 — редукторы; 4, 8 — электромагнитные клапаны; 6 — карбюратор-смеситель; 7 — бензонасос; 9 — бензобаки; 10 — теплообменник; 11, 12 — вентили

Автомобили автотранспортных предприятий, удаленных от АГНКС, заправляются с помощью передвижных автогазозаправщиков (ПАГЗ). На них смонтирована газобаллонная установка с блоками зарядки заправщика газом и раздачи газа автомобилям. Газобаллонная установка включает три секции газовых баллонов вместимостью 400 л каждый с давлением 32 МПа для ступенчатой заправки автомобилей бескомпрессорным способом. Заправка осуществляется с помощью двух раздаточных устройств. Технические характеристики отечественных ПАГЗ приведены ниже:

Базовый автомобиль	ЗИЛ-133ГЯ	КамАЗ-5410 (ОДАЗ-9370)	МАЗ-504В (МАЗ-93971)	МАЗ-6422 (МАЗ-9379)
Число баллонов, шт.	10	14	21	33
Объем газа, м³	1422	2490	2987	4693

Современный уровень развития криогенной техники создал предпосылки для практического использования природного газа в сжиженном виде, позволяющем существенно улучшить объемно-массовые показатели системы хранения топлива. Например, в США фирмой «Kaiser Bregsa» в течение ряда лет изготавливается газовая аппаратура и криогенное оборудование для перевода автомобилей на жидкий природный газ [145].

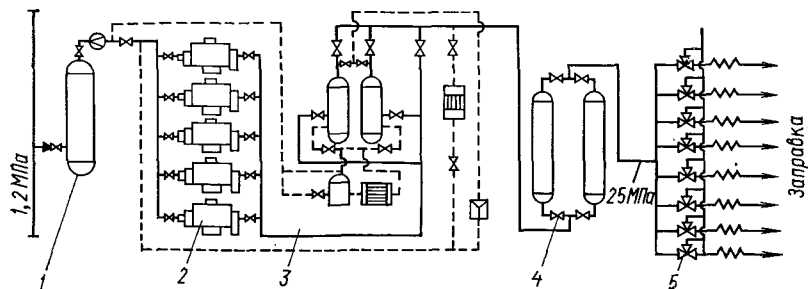


Рис. 4.7. Схема газонаполнительной станции:

1 — сепараторы; 2 — компрессоры; 3 — блок осушки; 4 — блок аккумуляторов; 5 — раздаточные колонки

Фирмой предлагается две системы питания жидким газом: однотопливная, обеспечивающая пробег автомобиля в радиусе 290—320 км от газонаполнительной станции, и двухтопливная, работающая на смешанном бензиногазовом питании и обеспечивающая беззаправочный пробег автомобиля свыше 450 км.

Используемые изотермические баллоны имеют двойную оболочку: внешнюю — из углеродистой стали, внутреннюю — из модифицированной легированной стали. Внутренняя оболочка покрыта несколькими слоями теплоотражающей металлизированной фольги, а само пространство между оболочками вакуумировано. Такая конструкция баллона позволяет хранить сжиженный газ в течение 5 сут практически без потерь. Для различных моделей автомобилей предлагается следующий типоразмерный ряд изотермических криогенных баллонов:

Назначение автомобиля	Легковой		Грузовой		Автобус
Модель баллона	T-18	T-19E	T-23E	T-43E	T-66E
Общая вместимость баллона, л	72	94,6	113,6	189,3	260
Заправочный объем, л	67	85	102,2	170,3	238
Запас хода, км	290	320	450	450	500

Аналогичные работы ведутся фирмами «Landy Hartog» (Нидерланды), «Map» (ФРГ), «Saviem» (Франция), «Toyo Menka» (Япония) и др.

В нашей стране в результате выполненных в 50-х годах исследований по использованию жидкого природного газа на автомобильном транспорте [146] были созданы баллоны для хранения жидкого газа на борту автомобиля, а также специальная топливная аппаратура. Наиболее рациональным было признано применение сжиженного природного газа на рефрижераторных средствах транспорта.

Наряду с рассмотренными газовыми топливами определенный интерес представляют азационные (канализационные) газы, являющиеся высококалорийным топливом. Это — продукты брожения сточных вод городской канализации. Исходные канализационные газы содержат примерно 60—64% (об.) CH_4 , 30—35% (об.) CO_2 и до 2% (об.) H_2 . После удаления диоксида углерода газы являются однородным топливом, содержащим свыше 80% метана с теплотой сгорания более 25 МДж/м³. Выход канализационных газов со станции переработки, питаемой канализационной сетью, обслуживающей 100 тыс. человек, достигает в сутки 2500 м³, что эквивалентно 2000 л бензина. В ЧССР, США и других странах проведены испытания автомобилей, переоборудованных для работы на канализационных газах, которые подтвердили целесообразность их использования в качестве моторного топлива.

4.3. СПИРТОВЫЕ ТОПЛИВА

Среди различных спиртов и их смесей наибольшее распространение в качестве моторного топлива получили метанол и этанол. Их основными недостатками являются пониженная теплота сгорания, высокая теплота испарения и низкое давление

насыщенных паров (см. табл. 4.1), но в целом по моторным свойствам этанол лучше метанола.

Высокие антидетонационные качества определяют преимущественное использование спиртов в двигателях внутреннего сгорания с принудительным (искровым) зажиганием. При этом основные мероприятия по переводу автомобилей на работу на чистых спиртах сводятся к увеличению вместимости топливного бака (в случае необходимости сохранения беззаправочного пробега), увеличению степени сжатия двигателя до $\epsilon = 12-14$ с целью полного использования детонационной стойкости топлива и перерегулировки карбюратора на более высокие его расходы (в соответствии со стехиометрическим коэффициентом) и большую степень обеднения смеси. Низкое давление насыщенных паров и высокая теплота испарения спиртов делают практически невозможным запуск карбюраторных двигателей уже при температурах ниже $+10^\circ\text{C}$. Для улучшения пусковых качеств в спирты добавляют 4—6% изопентана или 6—8% диметилового эфира, что обеспечивает нормальный пуск двигателя при температуре окружающего воздуха от -20 до -25°C . Для этой же цели спиртовые двигатели оборудуются специальными пусковыми подогревателями. При неустойчивой работе двигателя на повышенных нагрузках из-за плохого испарения спиртов требуется дополнительный подогрев топливной смеси с помощью, например, отработавших газов.

С энергетической точки зрения преимущества спиртов заключаются главным образом в высоком к.п.д. рабочего процесса и высокой детонационной стойкости. Величина к.п.д. спиртового двигателя выше бензинового во всем диапазоне рабочих смесей, благодаря чему удельный расход энергии на единицу мощности (рис. 4.8) снижается [147]. Использование метанола в четырехцилиндровом двигателе «Volkswagen 1600» совместно с повышением степени сжатия до 14,0 позволило увеличить максимальное значение эффективного к.п.д. на 5—7% [147]. Эти факторы, а также высокий коэффициент наполнения позволяют существенно повысить мощность спиртового двигателя. Например, при работе на метаноле повышение степени сжатия полноразмерного восьмицилиндрового двигателя «Mercedes Benz» с 8,9 до 11,0 привело к увеличению его максимальной мощности на 15% [148]. Одновременно несколько возрастает среднее эффективное давление, пропорциональное крутящему моменту, что является существенным преимуществом для автомобильного двигателя.

Низкая энергоемкость спиртов ведет к увеличению удельного расхода топлива, в частности для метанола примерно вдвое (рис. 4.9). Так, при дорожных испытаниях легкового автомобиля «Chevrolet» с двигателем рабочим объемом 5,7 л и $\epsilon = 7,5$ расход метанола изменялся от 21,8 л при скорости

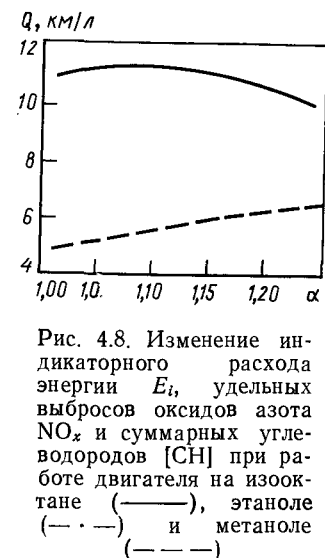
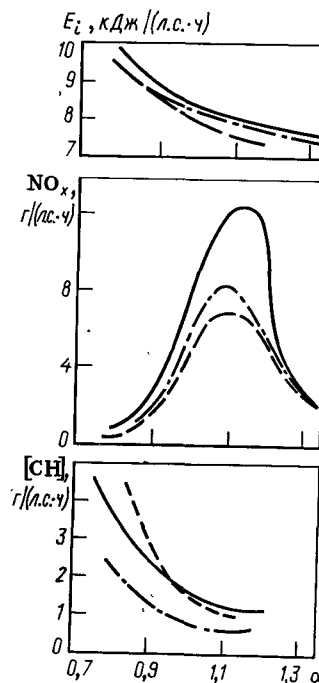


Рис. 4.8. Изменение индикаторного расхода энергии E_i , удельных выбросов оксидов азота NO_x и суммарных углеводородов $[\text{CH}]$ при работе двигателя на изооктане (—), этаноле (---) и метаноле (— · —)

Рис. 4.9. Изменение топливной экономичности автомобиля Q при работе на бензине (—) и метаноле (---)

48 км/ч до 31,4 л при 112 км/ч [149]. Энергетическая и топливная экономичность этого автомобиля при скорости движения 80 км/ч составляют: на бензине 13,66 л/100 км и 3,61 МДж/км, а на метаноле 26,74 л/100 км и 3,45 МДж/км.

При использовании спиртовых топлив снижается содержание контролируемых вредных компонентов отработавших газов автомобиля. Благодаря низким температурам горения спиртов на единицу расходуемой энергии и топлива выделяется значительно меньше, чем у бензина оксидов азота. Одновременно вследствие улучшения полноты сгорания спиртовых смесей выбросы CO и $[\text{CH}]^*$ также уменьшаются. Выбросы канцерогенных ароматических углеводородов также на порядок ниже, чем при работе двигателя на бензине. Сравнительные данные по вредным выбросам при работе автомобиля «Mercedes Benz» на бензине и метаноле (числитель — по европейскому ездовому циклу, знаменатель — по циклу CVS-2; г/цикл) [150]:

	CO	$[\text{CH}]$	NO_x
Бензин	140/22,1	6,0/4,5	8,0/5,7
Метанол	32/9,5	5,5/2,5	0,7/1,9

* Условное обозначение выбросов углеводородов.

Токсические и экономические показатели метанольного двигателя значительно улучшаются при горячем пуске. При испытаниях автомобиля «Volkswagen Passat» по европейскому ездовому циклу организация горячего пуска снизила по сравнению с холодным выбросом CO со 102 до 36, а $[\text{CH}]$ — с 12 до 5,7 г/цикл [151]. При этом подогрев метанольно-воздушной смеси во впускном патрубке до 60°C уменьшил содержание альдегидов в отработавших газах в области стехиометрических смесей почти на порядок, а в богатой и бедной — примерно вдвое; топливная же экономичность улучшилась почти на 25 %.

Наряду с положительной экологической эффективностью использования спиртовых топлив следует отметить и такие негативные явления, как повышенные выбросы альдегидов и испарения углеводородных соединений. Содержание альдегидов растет с увеличением концентрации спиртов в топливной смеси. Для метанола характерны выбросы формальдегида, в то время как при сгорании этанола образуется преимущественно ацетальдегид. Минимальные выбросы альдегидов соответствуют стехиометрическому составу топливной смеси и возрастают при ее обеднении или обогащении. В среднем выбросы альдегидов при работе на спиртах примерно в 2–4 раза выше, чем при работе двигателя на бензине. Их снижения добиваются при добавке к спиртам воды (до 5 %) и присадок к топливу до 0,8 % анилина, подогреве воздуха на входе в двигатель.

Эксплуатационные свойства метанольного топлива, и в первую очередь энергетические показатели и пусковые качества, улучшаются при дополнительном вводе высших спиртов и эфиров [152, 153]. Такие топлива получили название смесевых спиртовых топлив. Испытания одной из композиций смесового топлива, проведенные в НИИАТе, показали увеличение мощности двигателя на 4–7 % и улучшение топливной экономичности (в сравнении с чистым метанолом) — на 10–15 %, при этом содержание в отработавших газах оксидов азота снижается на 25–30 % в сравнении с работой на бензине (рис. 4.10).

Использование спиртов в дизелях затрудняется из-за низких цетановых чисел, высокой температуры самовоспламенения и плохих смазывающих свойств, ведущих к повышенному износу топливной аппаратуры. Работа дизелей на спиртовых топливах возможна при использовании смеси спиртов и дизельного топлива с повышенным цетановым числом, введении в топливо активирующих присадок, подаче спиртов в испаренном виде, впрыске запального дизельного топлива, переоборудовании дизеля в двигатель с искровым воспламенением. Из перечисленных вариантов наиболее приемлемой для эксплуатации является добавка к спиртам различных присадок. В качестве присадок, улучшающих воспламеняемость спиртов, ис-

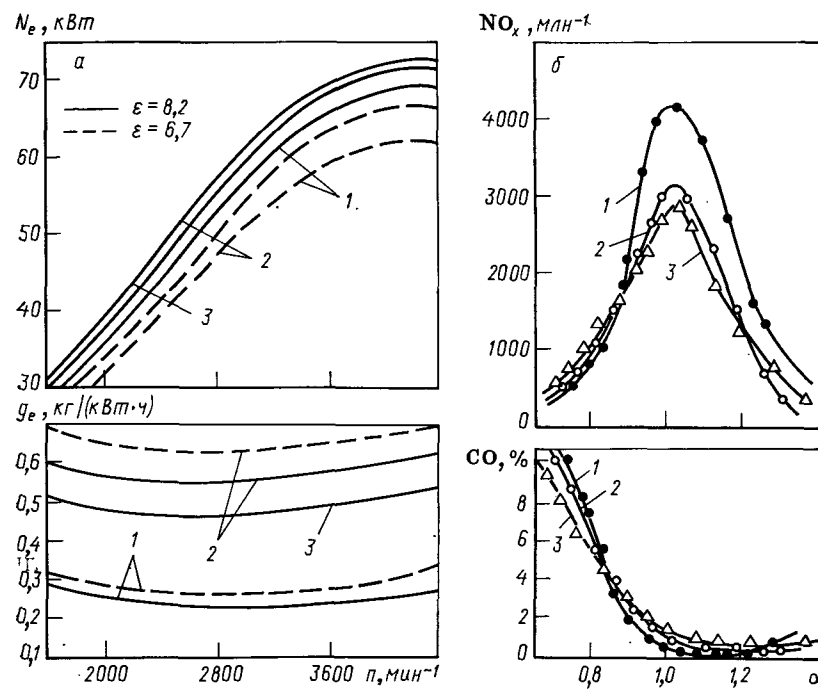


Рис. 4.10. Внешние скоростные характеристики (а) и содержание в отработавших газах оксидов углерода CO и азота NO_x (б) при работе двигателя ЗМЗ-24 на бензине (1), метаноле (2) и смесевом топливе (3)

пользуют изопропилнитрат, пентилнитрат и др. Наиболее эффективен циклогексанолнитрат, при добавке которого цетановое число спиртов изменяется следующим образом:

Содержание присадки, % (об.)	5	10	15	20
Цетановое число:				
этанол	15,5	30	45,6	60
метанола	7,5	20	37	53

Для улучшения смазывающих свойств в спиртовые топлива обычно вводят до 1 % касторового масла. Исследование этанола с присадкой 12 % гексилнитрата, проведенные на дизеле «Skania Д5-11» ($V_h=11$ л, $N_e=176$ кВт), показали, что при перерегулировке топливного насоса на повышенные расходы в соответствии с теплотой сгорания этанола характеристики двигателя близки к параметрам работы на обычном дизельном топливе [154]. Состав отработавших газов несколько улучшается благодаря снижению содержания оксидов азота и полному устранению дымления, хотя на холостом ходу наблюдаются повышенные выбросы несгоревшего этанола и ацетальде-

гида. Добавка присадки увеличила стоимость топлива на 10—15%.

Рабочий процесс по схеме предварительного испарения спирта, не требующий введения специальных присадок, разработан фирмой «Daimler Benz». В качестве базового двигателя использован газовый вариант дизеля со свечой зажигания, предназначенный для работы на природном газе и пропан-бутановой смеси. С 1981 г. несколько городских автобусов, оснащенных таким двигателем, находится в эксплуатации на метаноле.

При использовании чистых спиртов как в карбюраторных, так и в дизельных двигателях отмечены повышенные износы деталей цилиндропоршневой группы. Увеличение износа при работе двигателя на спиртах возможно по ряду причин, основные из которых: попадание в цилиндры значительного количества неиспарившегося спирта и смыв им смазки, ухудшение смазки из-за образования на трущихся поверхностях спиртоводно-масляной эмульсии, взаимодействие спиртов с присадками масел и снижение их эффективности. Кроме того, спирты и их коррозионно-агрессивные продукты сгорания (формальдегид, ацетальдегид, муравьиная кислота) воздействуют на такие металлы, как алюминий и сплавы свинца и меди. Как показали исследования, наибольший износ двигателя наблюдается при использовании метанола. При эксплуатации двигателя на этаноле при нормальных температурах износ ниже, однако он значительно увеличивается на низкотемпературных режимах работы.

Для обеспечения надежной эксплуатации двигателей и снижения износа при работе на чистых спиртах необходимы специальные моторные масла. Для этой цели разработаны масла марок ELA-5046 и ELA-5048, содержащие сверхщелочной сульфонат кальция, диалкилдитиофосфат цинка и модификатор трения. Оба масла испытаны в таксомоторном парке (г. Сан-Пауло, Бразилия) со сроком смены 20 и 10 тыс. км пробега для первой и второй марки масла соответственно. Использование указанных масел обеспечило безотказную работу двигателей на чистом этаноле: после пробега 60 тыс. км повышенного износа отмечено не было [155].

Основной проблемой при эксплуатации двигателя на метаноле является токсичность топлива. Роль этого фактора изучена пока недостаточно. В любом случае из-за высокой летучести метанола требуется тщательная герметизация топливopодающей системы автомобиля. Кроме того, необходимо исключить попадание отработавших газов двигателя в кабину водителя, в частности оборудовать двигатель замкнутой системой вентиляции картера.

4.4. ТОПЛИВА С НЕНЕФТЯНЫМИ ДОБАВКАМИ

Главным преимуществом топлив с нефтяными добавками является сопоставимость их моторных свойств со свойствами

традиционных топлив. Добавками могут быть различные соединения, в частности рассмотренные выше спирты.

Высокие антидетонационные свойства метанола в сочетании с возможностью его производства из нефтяного сырья позволяют рассматривать этот продукт в качестве перспективного высокооктанового компонента автомобильных бензинов, получивших название бензино-метанольных смесей. Оптимальная добавка метанола — от 5 до 20%; при таких концентрациях бензино-спиртовая смесь характеризуется удовлетворительными эксплуатационными свойствами и дает заметный экономический эффект. Добавка метанола к бензину снижает теплоту сгорания топлива и стехиометрический коэффициент при незначительных изменениях теплоты сгорания топливовоздушной смеси. Вследствие изменения стехиометрических характеристик использование 15%-й добавки метанола (смесь М15) в стандартной системе питания ведет к обеднению топливовоздушной смеси примерно на 7%. В то же время при введении метанола повышается октановое число топлива (в среднем на 3—8 единиц для 15%-й добавки), что позволяет компенсировать ухудшение энергетических показателей за счет повышения степени сжатия. Одновременно метанол улучшает процесс сгорания топлива благодаря образованию радикалов, активизирующих цепные реакции окисления. Исследования горения бензино-метанольных смесей в одноцилиндровых двигателях со стандартной и послойной системами смесеобразования показали, что добавка метанола сокращает период задержки воспламенения и продолжительность сгорания топлива. При этом теплоотвод из зоны реакции снижается, а предел обеднения смеси расширяется и становится максимальным для чистого метанола.

Особенности эксплуатационных свойств метанола проявляются и при его использовании в смеси с бензином. Возрастают, например, эффективный к. п. д. двигателя и его мощность, однако топливная экономичность при этом ухудшается (рис. 4.11). По данным, полученным на одноцилиндровой установке, при $\epsilon = 8,6$ и $n = 2000$ мин⁻¹ для смеси М20 (20% метанола) в области $\alpha = 1,0—1,3$ эффективный к. п. д. повышается примерно на 3%, мощность — на 3—4%, а расход топлива увеличивается на 8—10% [156].

Для холодного запуска двигателя при высоком содержании метанола в топливной смеси или пониженных температурах используют электроподогрев воздуха или топливовоздушной смеси, частичную рециркуляцию горячих отработавших газов, добавки к топливу летучих компонентов и другие меры.

Добавки метанола к бензину в целом способствуют улучшению токсических характеристик автомобиля. Например, в исследованиях, выполненных на группе из 14 автомобилей с пробегом от 5 до 120 тыс. км, добавка 10% метанола изменяла

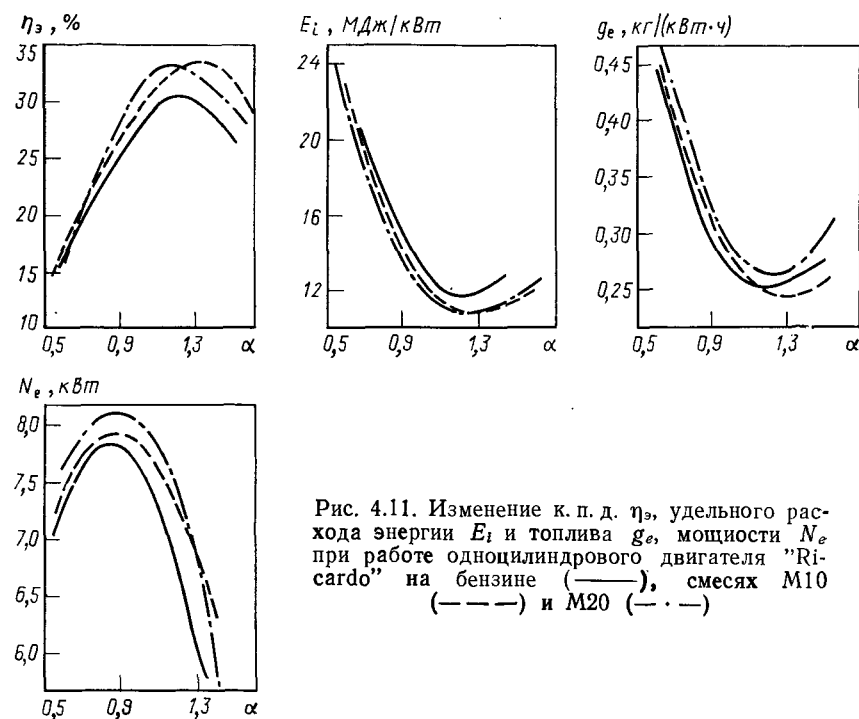


Рис. 4.11. Изменение к. п. д. η_z , удельного расхода энергии E_i и топлива g_e , мощности N_e при работе одноцилиндрового двигателя "Ricardo" на бензине (—), смесях M10 (---) и M20 (-.-)

выброс углеводородов как в сторону повышения на 41%, так и уменьшения на 26%, что в среднем составило 1% увеличения. Выбросы CO и NO_x при этом уменьшились в среднем соответственно на 38 и 8% для всей группы автомобилей [157].

Повышенная испаряемость и проникаемость спиртов в шланги обуславливают увеличение выбросов паров топлива в атмосферу. Например, добавка 10% этанола увеличивает выбросы паров топлива на 5% при движении автомобиля и на 42—48% при его заправке [158]. Испарений можно избежать при тщательной герметизации топливной системы и замене некоторых прокладочных и трубопроводных материалов. Для этой цели разработаны специальные АЗС, емкости которых снабжены улавливателями паров с адсорбентами, а на раздаточных колонках установлены полностью герметичные пистолеты.

Одной из наиболее серьезных проблем, затрудняющих применение добавок метанола, является низкая стабильность бензино-метанольных смесей и особенно чувствительность их к воде. Различие плотности бензина и метанола и высокая растворимость последнего в воде приводят к тому, что попадание даже небольших количеств воды в смесь ведет к ее немедленно-

му расслоению и осаждению водно-метанольной фазы. Склонность к расслоению усиливается с понижением температуры, увеличением концентрации воды и уменьшением содержания ароматических соединений в бензине. Например, при содержании от 0,2 до 1,0% (об.) воды в топливной смеси температура расслаивания повышается от -20 до $+10^\circ\text{C}$, т. е. такая смесь практически непригодна для эксплуатации. Ниже приведены предельные концентрации воды $C_{кр}$ в различных бензино-метанольных смесях:

Содержание метанола, % (об.)	5	10	15	20	25
$C_{кр}, \%$ (об.):					
при 0°C	0,054	0,75	0,11	0,13	0,16
при 10°C	0,063	0,12	0,18	0,23	0,29
при 18°C	0,072	0,16	0,24	0,32	0,41

Для стабилизации бензино-метанольных смесей используют присадки — пропанол, изопропанол, изобутанол и другие спирты. При содержании воды 600 млн^{-1} помутнение обычной смеси M15 начинается уже при -9°C , при -17°C — смесь расслаивается, а при -20°C наступает практически полная дестабилизация. Добавка 1% изопропанола снижает температуру расслоения почти на 10°C , а добавка 25% — сохраняет стабильность смесей M15 даже с низким содержанием ароматических соединений в бензине практически до -40°C в широком диапазоне содержания воды.

В связи с высокой стоимостью и ограниченностью производства стабилизаторов бензино-метанольных смесей предложено использовать смесь спиртов, главным образом изобутанола, пропанола и этанола. Такая стабилизирующая присадка может быть получена в едином технологическом цикле совместного производства метанола и высших спиртов [159]. На рис. 4.12 показаны зависимости минимальной температуры расслоения бензино-метанольных смесей от концентрации в них метанола для стабилизаторов — смеси спиртов с различным соотношением компонентов $C_4:C_3:C_2$. Как видно, наиболее эффективны пропанол и изопропанол.

Добавка даже небольших количеств метанола изменяет фракционный состав топлива. В результате усиливается склонность к образованию паровых пробок в топливоподающих магистральных, хотя при чистом метаноле это практически исключается из-за его высокой теплоты парообразования. Согласно расчетам, для 10%-й смеси метанола с бензином образование паровых пробок возможно при температурах окружающего воздуха на 8 — 11°C ниже, чем для базового топлива. Корректировка фракционного состава базового топлива возможна путем снижения содержания легких компонентов с учетом последующей добавки метанола.

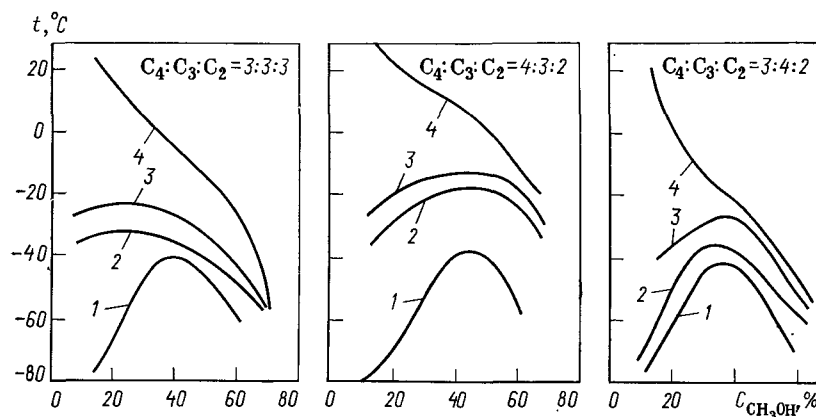


Рис. 4.12. Изменение температуры расслоения бензино-метанольной смеси t от содержания метанола C_{CH_3OH} при концентрации 9% стабилизатора: 1—4 — содержание воды 0,001, 0,30, 0,50 и 1,0% соответственно; $C_4 : C_3 : C_2$ — отношение спиртов в стабилизаторе

В нашей стране разработаны две марки бензино-метанольной смеси: летняя — 5% метанола и зимняя — 15% метанола + 7% стабилизатора. Летнюю смесь можно использовать наравне с бензином А-76 без конструктивных изменений топливной системы двигателей. Вследствие пониженной теплоты сгорания спиртов и их повышенной агрессивности к металлам и резиновым техническим изделиям для использования зимней смеси необходима установка специальной топливной аппаратуры.

Коррозионная активность бензино-метанольных смесей значительно ниже, чем у чистого метанола, однако в ряде случаев существенна и сильно зависит от присутствия воды. Например, в смесях с содержанием 10—15% метанола сталь, латунь и медь не корродируют, алюминий же корродирует медленно с изменением цвета.

При добавках к смеси незначительных количеств воды сталь начинает корродировать, а коррозия алюминия резко усиливается. Свинцово-оловянная полуда баков подвергается интенсивной коррозии практически во всех метанольных смесях с образованием соединений свинца в виде белых аморфных осадков, засоряющих топливные магистрали и фильтры. Цинк также подвержен интенсивной коррозии в метанольных смесях, в связи с чем контакт топлива с оцинкованными деталями не рекомендуется. Полимерные материалы, в частности полиметилметакрилат, при длительном нахождении в метанольных смесях разлагаются. Большинство прокладочных материалов топливных систем, например нейлон, имеют тенденцию к разбуханию. При работе на метанольных смесях в ряде случаев отмечался выход из строя диафрагмы топливного насоса.

За рубежом в карбюраторных двигателях практическое применение получили смеси 10—20% этанола с нефтяными

бензинами, получившие название «газохол». Согласно стандарту ASTM, разработанному национальной комиссией по спиртовым топливам США, газохол с 10% этанола характеризуется следующими показателями: плотность 730—760 кг/м³, температурные пределы выкипания 25—210°C, теплота сгорания 41,9 МДж/кг, теплота испарения 465 кДж/кг, давление насыщенных паров (38°C) 55—110 кПа, вязкость (−40°C) 0,6 мм²/с, стехиометрический коэффициент 14. Таким образом, по большинству показателей газохол соответствует автомобильным бензинам.

При использовании обводненного этанола в условиях пониженных температур окружающей среды для предотвращения расслоения в смесь необходимо ввести стабилизаторы, в качестве которых используют пропанол, втор-пропанол, изобутанол и др. Так, добавка 2,5—3,0% изобутанола обеспечивает устойчивость смеси этанола, содержащего 5% воды, с бензином при температуре до −20°C.

Фирмой «Bell» (США) были изучены эксплуатационные свойства газохола [149]. В процессе рядовой эксплуатации легковых и грузовых автомобилей различных моделей и годов выпуска установлена приемлемость замены неэтилированного бензина газоходом при условии обеспечения содержания воды в топливной аппаратуре не выше допустимых норм для эксплуатационного диапазона температур. При длительной эксплуатации автомобилей на газоходе в некоторых случаях наблюдалось разрушение резинового уплотнения плунжера насоса-ускорителя и резиновых шлангов, что потребовало замены соответствующих материалов. В топливных насосах с электроприводами, охлаждаемых топливом, происходило вымывание электроизоляции и забивание ее частицами жиклеров карбюратора. Поплавки, изготовленные из фенольной смолы, из-за интенсивного поглощения газохола утяжелялись, что вело к переполнению поплавковой камеры карбюратора. При испытаниях по городскому циклу для грузовых автомобилей расход газохола был близким к расходу бензина и несколько увеличился при уменьшении массы автомобиля, однако не более чем на 5% для отдельных легковых автомобилей. При этом выбросы вредных компонентов снижались в среднем по оксиду углерода на 26,3%, суммарным углеводородам — 4,5% и оксидам азота — 5,7%. Показатели работавших масел на газоходе и бензине почти одинаковы, за исключением некоторого увеличения содержания меди:

Металл	Медь	Железо	Хром	Алюминий
Содержание в масле при работе, млн ⁻¹ :				
на бензине	7,5	180,5	4,95	14,8
на газоходе	11,37	174,3	5,6	13,86

В отличие от бензинов, смешивающихся с безводными спиртами практически в любом соотношении, для получения устойчивых смесей спиртов с дизельными топливами необходимо введение стабилизаторов, в качестве которых используют различные поверхностно-активные вещества. Так, фирмой «Volkswagen» для дизельных двигателей предложена смесь, содержащая 70% дизельного топлива, 25% этанола и 5% стабилизатора марки МА, обеспечивающего устойчивость смеси при температурах до -15°C . Для компенсации ухудшения воспламеняемости топлива (из-за добавки этанола) в смесь вводят 0,5—10% продукта «Керобризол» при температуре ниже 10°C . Испытания такого топлива на четырехцилиндровом дизеле с рабочим объемом 1,5 л показали, что по сравнению с дизельным топливом мощность двигателя повышается на 2%, расход топлива — на 8%. В то же время удельный расход энергии при работе автомобиля на спиртовой смеси ниже во всем диапазоне скоростей движения.

Для стабилизации смесей обводненного метанола с дизельным топливом можно использовать их в виде эмульсий. Стабильность эмульсии может обеспечиваться, например, введением 0,25% натриевой соли дибутилового эфира сульфогентарной кислоты [160]. Могут также использоваться добавки бутанола в соотношении к метанолу не менее 2:1, что, однако, значительно удорожает топливо.

Наибольшее распространение получили топливные смеси газохол. В настоящее время это топливо широко применяют в Бразилии, где с 1975 г. осуществляется правительственная программа использования возобновляемых источников растительного сырья для производства этанола и его употребления в качестве автомобильного топлива. Число автомобилей, работающих в этой стране на этаноле и газохоле, составляло в 1980 г. 2411 и 775 тыс. шт. соответственно. К 2000 г. из прогнозируемого парка легковых автомобилей Бразилии в 19—24 млн. ед. на спиртовых топливах должно эксплуатироваться от 11 до 14 млн. [161]. В США на 1000 колонках в 20 штатах автомобили заправляются газохолом, содержащим 10—20% этанола. Доля этанолсодержащих топлив от общего потребления автомобильных топлив к 1990 г. составит в Бразилии 40—50% и США — 10% [155, 162].

В странах Европы с ограниченными возможностями производства этанола и его высокой стоимостью больший интерес проявляется к использованию добавок метанола. Наибольшее использование метанола в качестве моторного топлива и его компонентов получило в ФРГ. В рамках трехлетней федеральной программы исследований альтернативных источников энергии в период 1979—1982 гг. в ФРГ эксплуатировались свыше 1000 автомобилей на альтернативных топливах, преимуществен-

но метаноле и бензино-метанольных смесях [157]. Для работы на смеси М15 было переоборудовано 850 автомобилей, на смеси М100—120 автомобилей и 100 автомобилей на дизельном топливе с добавкой метанола. Смесь М100 на 95% состоит из метанола, в остальные 5% входят легкие бензиновые фракции (чаще изопентан), необходимые для облегчения пуска двигателя. Для зимней эксплуатации содержание бензиновых фракций увеличивается до 8—9%, при этом содержание воды в смеси допускается не более 1%.

В смеси М15 из 85% бензиновых фракций содержится не менее 45% ароматических углеводородов; содержание тетраэтилсвинца в смеси не превышает 0,15 г/кг, а воды — в пределах 0,10% (практически 0,05—0,06%). Смесь М15 содержит также антикоррозионные присадки.

Для обеспечения эксплуатации автомобилей на метанольных топливах в городах ФРГ функционирует 30 АЗС на топливе М15 и 16 АЗС — на М100. Транспортируют метанольные топлива на обычных бензозаправщиках, у которых материалы соответствующих узлов и агрегатов заменены на стойкие к воздействию метанола. Для предотвращения перелива топлива в корпусах заправочных пистолетов топливораздаточных колонок имеются мембранные отсечные устройства. В целом правила эксплуатации на топливах М15 и М100 не отличаются от правил эксплуатации на этилированных бензинах. При эксплуатации автомобилей отрицательного воздействия на здоровье водителей не отмечалось, а некоторые жалобы носили субъективный характер [157].

В последнее время расширяются опыты по использованию метанола и его добавок в дизельных двигателях. Так, с 1981 г. несколько городских автобусов фирмы «Daimler Benz», оснащенных специальным газовым вариантом базового дизельного двигателя с воспламенением от свечи зажигания, находятся в рядовой эксплуатации на метаноле. В г. Кельне (ФРГ) проведены двухлетние испытания в условиях городской эксплуатации автобусов «Magirus», оснащенных двигателями «Deiz», работающих на метаноле. Комплекс работ, выполненный фирмой по созданию дизельного двигателя на метаноле, завершился введением в эксплуатацию автобуса К200. Общий пробег автобуса составил 73 тыс. км [157].

В ряде стран в качестве добавки, расширяющей ресурсы высокооктановых бензинов, используют *трет*-бутилметилловый эфир. Антидетонационная эффективность его по сравнению с алкилбензином в 3—4 раза выше, благодаря чему с помощью эфира можно получить широкий ассортимент неэтилированных высокооктановых бензинов. *трет*-Бутилметилловый эфир характеризуется следующими показателями: плотность 740—750 кг/м³, температура кипения 48—55 $^{\circ}\text{C}$, давление насыщенных паров (25 $^{\circ}\text{C}$) 32,2 кПа, теплота сгорания 35,2 МДж/кг, октановое число 95—110 (моторный метод) и 115—135 (исследовательский метод). Наибольшую антидетонационную эффек-

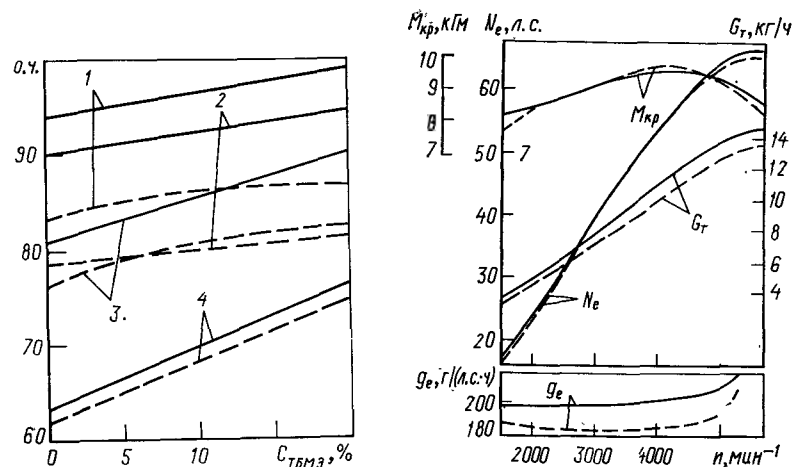


Рис. 4.13. Изменение октанового числа автомобильных бензинов (о.ч.) в зависимости от концентрации трет-бутилметилового эфира:

1 — каталитический риформинг жесткого режима; 2 — каталитический крекинг; 3 — каталитический риформинг; 4 — прямая перегонка; — — — — — исследовательский метод; — — — — — моторный метод

Рис. 4.14. Скоростные характеристики двигателя ВАЗ-2101 при работе на товарном бензине АИ-93 (—) и бензине с трет-бутилметиловым эфиром (— — —)

тивность эфир проявляет в составе бензинов прямой перегонки и каталитического риформинга обычного режима (рис. 4.13) [163].

Отечественные бензины А-76 и АИ-93 с добавками 8 и 11% трет-бутилметилового эфира соответственно удовлетворяют требованиям ГОСТ 2084—77 по всем показателям и по комплексу методов квалификационной оценки показали лучшие эксплуатационные свойства. Бензины с добавками эфира характеризуются хорошими пусковыми качествами и при пониженных оборотах двигателя имеют более высокие фактические октановые числа по сравнению с товарными бензинами.

Топливная экономичность и мощностные показатели двигателя при работе на бензинах с эфиром находятся на уровне товарного бензина. Токсичность отработавших газов при этом несколько снижается, в основном за счет уменьшения выбросов оксида углерода (рис. 4.14). Изменений и нарушений в состоянии и работе систем двигателя при использовании бензинов с эфиром не наблюдается.

4.5. ТОПЛИВА С ДОБАВКАМИ ВОДЫ

Первые попытки применения воды в рабочих процессах двигателей внутреннего сгорания были предприняты почти одновременно с их появлением. Еще на заре эры автомобилизации

для улучшения работы двигателя Р. Ленуара использовалась подача воды в горючую смесь. В 1884 г. Р. Банки (Венгрия) и позже, в 1906 г., Н. Оствальд (Германия) создали двигатели с впрыском воды. В 30-е годы ряд зарубежных фирм начали повсеместно использовать впрыск воды для повышения мощности двигателей. Так, в 1937 г. был испытан автомобиль «Опель» с увеличенной на 10% мощностью двигателя за счет повышения степени сжатия с 5,4 до 7,7. Для обеспечения бездетонационной работы в двигатель подавали 20—35% воды (от расхода топлива).

В СССР примерно в это же время такой прием начали широко применять в тракторных двигателях. На протяжении 30—40-х годов в различных районах страны мощность и экономичность тракторов была повышена на 10% и более за счет применения впрыска воды. Для подачи воды использовали разнообразные способы — от простейших устройств с ручным управлением до промышленно изготавливаемых приборов, автоматически регулирующих впрыск воды. С 1941 г. этот метод использовали для внутреннего охлаждения поршневых авиационных двигателей с целью их форсирования на отдельных режимах, что позволило при употреблении высокооктановых бензинов Б-100/130 увеличивать мощность двигателей при взлете до 30%.

В 1947—1948 гг. советские исследователи разработали и рекомендовали применять водно-топливные эмульсии, обладающие преимуществами по сравнению с прямой подачей воды*. Тем не менее автомобилисты продолжали проявлять интерес к прямой подаче воды, которая позволяла получить эффект с помощью сравнительно простых устройств. Так, в 1953—1954 гг. группа водителей на автобусах ЗИС-155, дооборудованных устройствами для впрыска воды, проехала около 40 тыс. км, сэкономив 6—7 л бензина на каждых 100 км пробега. В ходе широких эксплуатационных испытаний автомобилей ЗИС-155 проработали с впрыском воды около 60 тыс. км, экономия топлива составила в среднем 4%. В обоих случаях экономия топлива достигалась за счет установки при работе на низкооктановом бензине наименьшего угла опережения зажигания. Однако в связи с организацией массового производства высокооктановых бензинов работы по использованию впрыска воды практически были прекращены.

В современных условиях повсеместной переориентации на нефтесберегающие технологии применение добавок воды рас-

* Ефремов П. К. Работа двигателей внутреннего сгорания на бензоводных растворах/В сб. «Защита воздушного бассейна от загрязнения токсичными выбросами транспортных средств». г. Харьков: Изд-во ин-та проблем машиностроения АН УССР. 1977. С. 262—285.

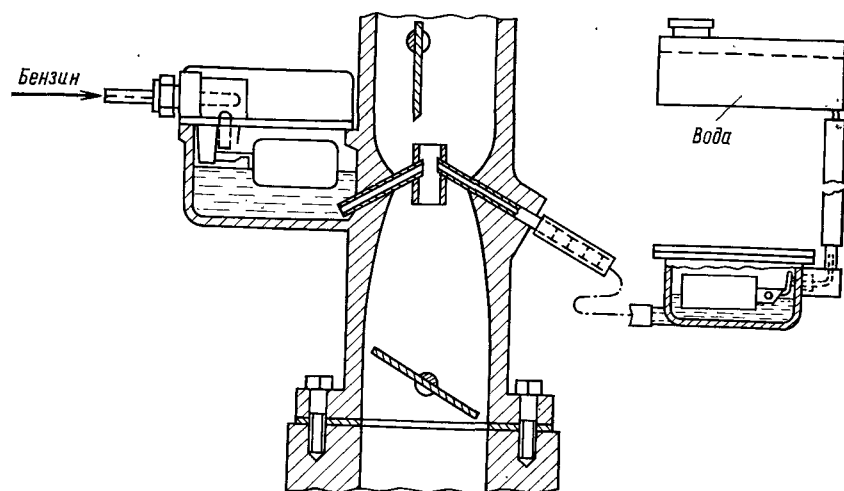


Рис. 4.15. Впрыск воды в диффузор карбюратора

смачивается, главным образом, как способ снижения детонационных требований двигателя и, тем самым, экономии высокооктановых компонентов бензинов за счет снижения их октанового числа [164].

Прямая подача воды. Прямая подача воды в автомобильные двигатели обычно осуществляется следующими способами: 1) постоянная подача неизменного количества воды независимо от режима работы двигателя; 2) регулируемая подача воды, которая обеспечивает ее определенную долю в топливной смеси; 3) регулируемая подача воды с переменным расходом в соответствии с режимом работы двигателя. Наибольший практический интерес представляет последний способ, поскольку вода может подаваться в жидком и парообразном виде во впускной трубопровод либо непосредственно в цилиндры двигателя. И эта схема получила широкое распространение. В ней с помощью достаточно простых устройств регулируется подача воды в соответствии с режимом работы двигателя (рис. 4.15).

При прямой подаче воды в двигатель происходит снижение температуры сгорания в результате расхода тепла на подогрев и испарение воды, уменьшение скорости сгорания топливной смеси, уменьшение работы в такте сжатия, уменьшение тепловых потерь. При анализе индикаторных диаграмм рабочего процесса карбюраторных двигателей с дополнительной подачей воды установлено, что при содержании воды до 20—40% уменьшается работа сжатия, однако снижается максимальное индикаторное давление, в результате индикаторная мощность двигателя практически не изменяется.

Антидетонационный эффект воды изучен недостаточно и определяется тремя факторами: охлаждением рабочей смеси, снижением температуры сгорания и внутренним охлаждением камеры сгорания. В целом каждые 10% (масс.) воды повышают октановое число бензина на 2—3 единицы.

На практике антидетонационный эффект воды может быть реализован одним из трех способов: установкой оптимального угла опережения зажигания при работе на товарном бензине, переходом на более низкооктановый бензин при сохранении заводских регулировок автомата опережения зажигания и повышением степени сжатия двигателя. Наибольший интерес для эксплуатации представляют первые два способа. Бездетонационная работа двигателей на товарных бензинах обеспечивается заводской регулировкой автомата на более поздний угол опережения зажигания, допустимое отклонение которого от оптимального ограничивается снижением мощности или экономичности двигателя на 5%. Поэтому, с учетом эксплуатационных режимов работы автомобиля суммарная экономия топлива при оптимальном угле опережения зажигания для новых двигателей не превысит 2—3%. Однако во время эксплуатации наблюдается рост детонационных требований двигателей — в среднем на 4—6, а в отдельных случаях и на 10—15 единиц, что обычно компенсируется дополнительной корректировкой угла зажигания и ведет к еще большему ухудшению экономических показателей. В этом случае использование впрыска воды в сочетании с оптимизацией угла опережения зажигания может повысить экономичность автомобиля на 4—7%.

Антидетонационный эффект воды можно усилить с помощью водорастворимых антидетонаторов, например фенольных соединений и соединений калия.

Добавка воды изменяет состав отработавших газов карбюраторного двигателя. В наименьшей степени это сказывается на концентрации оксида углерода и более существенно — оксида азота: при любом способе подачи воды содержание NO_x снижается на 8—10% на каждые 10% добавляемой воды. Уменьшение концентрации оксидов азота объясняется снижением температуры в камере сгорания и в какой-то мере уменьшением скорости сгорания топливной смеси. В то же время добавка воды способствует повышению концентрации суммарных углеводородов. Степень увеличения выбросов углеводородов зависит от конструктивных особенностей двигателя, режима его работы, а также способа подачи воды.

Использование воды в составе водно-топливных эмульсий. Водно-топливные эмульсии представляют собой смесь из двух взаимно нерастворимых жидкостей, одна из которых (дисперсная фаза) в виде мельчайших капель равномерно распределена в другой (дисперсионной среде). Эмульсии (рис. 4.16) явля-

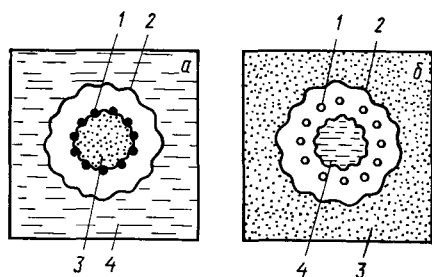


Рис. 4.16. Строение эмульсий типа масло — вода (а) и вода — масло (б):

1 — частицы эмульгатора; 2 — сольватный слой; 3 — топливо; 4 — вода

ются коллоидными или дисперсными системами, что и определяет специфику их физико-химических свойств.

Концентрированные эмульсии, как правило, неустойчивые системы. Согласно современным воззрениям, термодинамическая стабильность эмульсий может быть достигнута только при снижении поверхностного натяжения на границе раздела фаз и выполнении ряда других требований. В этом случае происходит, так называемое, самопроизвольное эмульгирование, в результате которого получается эмульсия с каплями дисперсной фазы вполне определенного размера, зависящего лишь от внутренних параметров системы. Устойчивость, или стабильность, эмульсий обеспечивается в первую очередь присутствием эмульгатора. В качестве эмульгаторов-стабилизаторов применяют различные синтетические ПАВ [164], которые добавляют в количестве не более 0,2%, что практически не отражается на эксплуатации двигателя.

При умеренных концентрациях воды (до 10%) ее влияние на важнейшие показатели качества топлива незначительно. Однако при концентрации воды свыше 20% значительно повышается теплота испарения, изменяется фракционный состав, в частности повышаются температуры начала кипения и 50%-го отгона, снижается давление насыщенных паров и скорость испарения с поверхности. В целом это ведет к ухудшению пусковых свойств и показателей работы двигателя, особенно в период прогрева и при работе на переходных режимах.

Антидетонационный эффект водно-топливных эмульсий несколько выше, чем при остальных способах подачи воды. Цетановые числа дизельных топлив при этом снижаются вследствие уменьшения температуры факела распыливания топлива, вызванного испарением воды; это снижение пропорционально концентрации водной фазы.

Вода в эмульсии типа «вода — масло» оказывает дополнительное влияние на рабочий процесс двигателя внутреннего сгорания. Это обусловлено дроблением капель эмульсии в горячей среде, получившим название «микровзрывов», или внутрикапельного распыливания. Именно вторичное распыление, способствующее гомогенизации заряда, интенсификации смешения воздуха и топлива и повышению полноты сгорания топливной

смеси, определяет возможность улучшения экономичности автомобильных двигателей по сравнению с прямой подачей воды.

Исследования последних лет показали, что характер работы карбюраторных двигателей на водно-топливной эмульсии аналогичен работе его с прямой подачей воды во впускной коллектор [164]. Этот факт свидетельствует о том, что хорошее внешнее смесеобразование в современных карбюраторных двигателях и подогрев топливной смеси сводит влияние эффекта вторичного распыливания эмульсии к минимуму. Улучшение в некоторых случаях топливной экономичности, как правило, обусловлено антидетонационным эффектом водной фазы либо переходом от мощностного к экономичному составу топливо-воздушной смеси благодаря ее фактическому обеднению при использовании эмульсии.

В отличие от карбюраторных двигателей при изучении работы дизелей на водно-топливных эмульсиях отмечается повышение индикаторного к. п. д. в основном за счет лучшего смесеобразования и сгорания. При этом значительно изменяется характер индикаторных диаграмм. Обобщение результатов испытаний дизелей показало, что при использовании эмульсий с концентрацией воды 10—20% удельные расходы топлива снижаются на 2—4%.

Для применения водно-топливных эмульсий на автомобильном транспорте можно использовать заранее приготовленные эмульсии или приготавливать их непосредственно на борту автомобиля. Каждый из вариантов имеет преимущества и недостатки. Так, в первом случае необходимость модификации системы питания двигателя сведена к минимуму, в то время как организация эмульгирования на автомобиле требует усложнения топливоподающей аппаратуры. Однако использование заранее приготовленных эмульсий менее предпочтительно из-за их плохой устойчивости, высоких температур застывания и др.

4.6. ДВУХТОПЛИВНЫЕ КОМПОЗИЦИИ

Выпускаемые в настоящее время автомобильные карбюраторные двигатели имеют однопаливные системы питания, которые предназначены для бензина с октановым числом, обеспечивающим работу двигателя без детонации на всех режимах. В то же время на основных эксплуатационных режимах работы двигателя требуемый уровень детонационной стойкости горючей смеси на 10—12 октановых единиц ниже, чем при работе при максимальных нагрузках, доля которых в обычных условиях эксплуатации автомобилей составляет 20—30%. Более рационально использовать двухтопливные системы питания и в первую (основную) постоянно подавать низкооктановый бен-

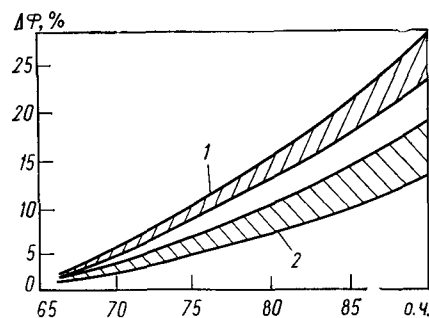


Рис. 4.17. Зависимость затрат нефтяного сырья ΔF на производство бензинов от их октанового числа (о.ч.): 1 — этилированные бензины; 2 — неэтилированные бензины

зин, а во вторую — высокооктановую добавку. Добавка подается только на режимах больших нагрузок. Высокооктановыми добавками могут быть различные продукты не-

нефтяного происхождения: водно-спиртовые смеси, низшие спирты, эфиры, побочные продукты нефтехимических и химических производств и др.

Применение двухтопливных композиций обеспечивает прямую экономию нефтяных топлив при эксплуатации автомобилей. Использование при этом низкооктановых бензинов позволяет увеличить их ресурсы (объемы производства) без дополнительных затрат нефти. Например, если принять расход нефтяного сырья на производство неэтилированного бензина А-66 за 100%, то увеличение его расхода в нефтеперерабатывающей промышленности составит: на получение бензина А-76 примерно 5—12%, а бензина АИ-93 соответственно 10—21% (рис. 4.17).

К настоящему времени предложены разнообразные композиции для двухтопливных систем питания, характеристики некоторых представлены в табл. 4.6. Наиболее эффективно применение побочных продуктов химических и нефтехимических производств в качестве дополнительного энергетического ресурса регионального значения. В то же время минимизация расхода антидетонационной добавки в двухтопливных системах позволяет рассматривать в качестве перспективного варианта раздельную (автономную) подачу высокооктановых компонентов бензинов либо комбинацию товарных высоко- и низкооктановых бензинов (например, А-72 и АИ-93).

При автономной подаче антидетонационных добавок приходится дооборудовать автомобиль второй топливной системой, включающей бачок, топливопровод, подкачивающий насос и дозирующее устройство, регулирующее расход добавки в зависимости от нагрузочных и скоростных (либо только нагрузочных) режимов работы двигателя (рис. 4.18).

В качестве антидетонационных композиций для двухтопливных автомобилей широко изучено применение водно-спиртовых смесей. В табл. 4.7 приведены минимальные добавки водно-метанольных смесей, необходимые для повышения октановых чисел базовых низкооктановых бензинов до величин, обеспечивающих замену высокооктановых бензинов. Эти данные полу-

Таблица 4.6. Характеристики композиций для двухтопливных систем питания

Показатель	Смесь ВЭС-65	Смесь ВМС-75	трет-Бутил-метилловый эфир	Фракция* карбонильных соединений	Смесь винилцикло-гексана и толуола*	Метаноль-метанолан фракция**
Плотность, кг/м ³	910	860	740	930	857	811
Содержание воды, % (масс.)	35	25	Отсутствие	59,1	1,1	15—20
Пределы выкипания, °С	78—100	65—100	48—55	57—100	107—125	64—82
Давление насыщенных паров, кПа	12,7	20,6	32,2	23,5	6,5	15,9
Теплота сгорания, МДж/кг	17,3	14,99	35,2	10,3	41,9	26,4
Октановое число (моторный метод)	98,0	99,5	105	103	90,0	101,0

* Побочные продукты производства синтетического каучука.

** Побочный продукт производства метанола.

чены на стандартной установке УИТ-65, оборудованной дополнительной системой раздельной подачи добавки. Исследования водно-метанольных смесей ВМС-25, ВМС-50 и ВМС-75 показали, что чем больше концентрация метанола в добавляемой композиции, тем выше октановое число и меньше расход добавки для увеличения октанового числа топливной смеси до требуемого уровня.

Водно-метанольные смеси более эффективны, чем вода: при использовании, например, бензина А-76 взамен АИ-93 расход смеси ВМС-50 (50% метанола) сокращается вдвое по сравнению с водой. Использование этой же смеси позволяет повысить октановое число бензина А-66 до уровня бензина АИ-93, что вообще невозможно при автономном впрыске воды. Для этой же цели могут использоваться и водно-этанольные

Таблица 4.7. Минимальные добавки водно-метанольных смесей при раздельной подаче

Бензин		Расход, % (об.)				
заменяемый	заменяющий	вода	смесь ВМС-25	смесь ВМС-50	смесь ВМС-75	метанол
А-76	А-66	36,0	34,0	32,0	29,0	28,0
	А-72	18,0	17,5	17,0	16,0	14,0
АИ-93	А-66	>50,0	50,0	36,0	34,0	32,0
	А-72	50,0	42,0	36,0	31,0	21,0
	А-76	40,0	24,0	19,0	17,0	16,0

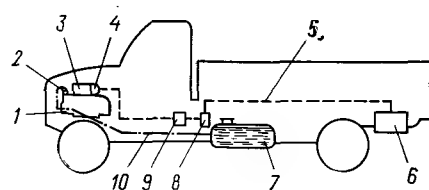


Рис. 4.18. Схема топливной системы двухтопливного автомобиля ЗИЛ-130: 1 — двигатель; 2 — бензонасос; 3 — карбюратор; 4 — дозатор добавки; 5 — магистраль подачи добавки; 6 — бачок; 7 — бензобак; 8 — электронасос; 9 — фильтр; 10 — топливопровод

смеси, хотя по эффективности они несколько уступают водно-метанольным.

В общем случае расход добавки определится ее детонационной стойкостью, октановым числом базового бензина и режимом работы двигателя. В качестве примера на рис. 4.19 приведена диаграмма оптимальной добавки (смеси М75), обеспечивающей бездетонационную работу двигателя ЗМЗ-24Д на бензине А-76 взамен АИ-93. Учитывая нелинейный характер полученных функциональных зависимостей, для обеспечения точной дозы добавки наиболее эффективно использование электронных устройств впрыска с микропроцессорным блоком управления и дозирующими электромагнитными клапанами.

В табл. 4.8 приведены результаты сравнительных испытаний двухтопливного автомобиля ЗИЛ-130 на топливную экономичность при использовании в качестве антидетонационных добавок водно-метанольной смеси ВМС-75 и водно-этанольной ВЭС-65. Как видно, двухтопливное питание экономит 8—9% бензина, при этом обеспечивается бездетонационная работа двигателя на бензине А-66 взамен А-76.

Энергетическую эффективность двухтопливного питания иллюстрирует рис. 4.20. При использовании углеводородных добавок удельный расход энергии (суммарный) близок к таковому для товарного бензина. В то же время более эффективное сгорание кислородсодержащих добавок улучшает энергетическую экономичность двигателя.

Анализ проб воздуха и отработавших газов при испытаниях двухтопливных автомобилей на смеси ВМС-75 показал, что для всех контрольных параметров концентрации метанола и его продуктов сгорания находятся ниже действующих норм (I — концентрация вредных веществ при движении автомобиля, II — то же при работе на холостом ходу, мг/м³):

	I	II	Норма, не более
Метанол	0,84±0,08	1,57±0,11	5,0
Формальдегид	0,09±0,005	0,1±0,003	0,5
Углеводороды	12,6±1,39	17,3±1,75	100

Согласно расчетам, годовой экономический эффект от перевода грузовых и легковых автомобилей на двухтопливное питание при использовании смесей типа ВМС-75 составляет

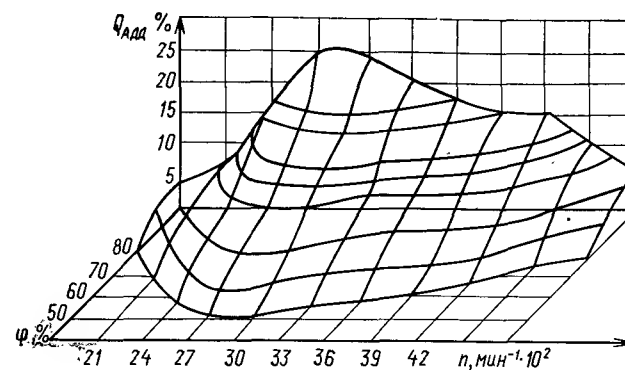


Рис. 4.19. Зависимость расхода антидетонационной добавки $Q_{адд}$ от угла открытия дросселя φ и частоты вращения n при работе на бензине А-76 взамен АИ-93

200—250 руб. на 1 автомобиль [165]. При этом показатели экономической эффективности в основном зависят от расхода и стоимости добавки.

4.7. ВОДОРОДНЫЕ ТОПЛИВА

Интерес к водороду как моторному топливу обусловлен его высокими энергетическими показателями, отсутствием вредных веществ в продуктах сгорания и, главное, — практически неограниченной сырьевой базой. Водород характеризуется наиболее высокими энергомассовыми показателями среди химических топлив. Низшая теплота сгорания молекулярного водорода (с образованием водяного пара) составляет 241,9 МДж/моль, что соответствует 120 МДж/кг. В то же время из-за низкой плотности водород по объемной теплопроизводительности

Таблица 4.8. Показатели топливной экономичности автомобиля ЗИЛ-130 по ГОСТ 20306—85

Топливная система	Расход топлива в городском цикле			Расход топлива в магистральном цикле		
	бензин, л/100 км	добавка, л/100 км	экономия бензина, %	бензин, л/100 км	добавка, л/100 км	экономия бензина, %
Однотопливная: бензин А-76	43,2	—	—	36,6	—	—
Двухтопливная: бензин А-66+ВМС-75	39,5	5,6	8,6	33,6	4,5	8,2
бензин А-66+ВЭС-65	39,4	5,8	8,8	33,5	4,7	8,5

уступает большинству жидких и газообразных топлив. Теплота сгорания 1 м^3 стехиометрической водородно-воздушной смеси составляет 2992 кДж/м^3 , что на 15—20% меньше по сравнению с бензином и спиртами, и является основной причиной снижения мощности двигателя при переводе на водород.

С воздухом водород устойчиво воспламеняется в широком диапазоне концентраций — вплоть до $\alpha=10$. Столь низкий предел воспламенения обеспечивает работу водородного двигателя на всех скоростных режимах в широком диапазоне изменения составов смеси: от $\alpha=0,2$ до $\alpha=5,0$. В связи с этим мощность водородного двигателя может изменяться качественным регулированием, при котором уменьшаются потери двигателя, а его к.п.д. при частичных нагрузках увеличивается на 25—50% [166].

Водородно-воздушные смеси характеризуются высокой скоростью сгорания в двигателе, причем при стехиометрическом соотношении периоды индукции очень малы и сгорание протекает практически при постоянном объеме, что ведет к резкому повышению давления. Скорость нарастания давления в цилиндре водородного двигателя при работе на стехиометрических смесях примерно в 3 раза выше по сравнению с бензиновым аналогом. При обеднении смеси скорость снижается и при $\alpha=1,9$ достигает значений, соответствующих при работе на стехиометрических бензино-воздушных смесях [167].

Детонационно-подобные явления, характерные для работы двигателя на водороде, изучены недостаточно. Согласно большинству данных, водород начинает детонировать при степенях сжатия $\epsilon=6$ в широком диапазоне α . В то же время очистка камеры сгорания (удаление нагара и выступающих кромок, шлифовка поверхности) позволяет осуществить работу на водороде при ϵ , близких к 10, и стехиометрических топливных смесях [168]. По данным [169], критическая степень сжатия при стехиометрическом составе водородно-воздушных смесей не превышает 4,7, что соответствует октановому числу по исследовательскому методу 46, в то время как при $\alpha=3,5$ она достигает 9,4 и октановое число — 114. Таким образом, при достаточном обеднении смеси возможна бездетонационная работа водородного двигателя в широком диапазоне степеней сжатия.

Состав отработавших газов водородного двигателя существенно отличается от состава газов бензинового двигателя внутреннего сгорания в основном за счет отсутствия углерода в топливе. Тем не менее в отработавших газах водородного двигателя присутствует незначительное количество CO и $[\text{CN}]$, наличие которых обусловлено выгоранием углеводородных смазок, попадающих в камеру сгорания (рис. 4.21). Максимальный выброс оксидов азота вследствие более высоких температур сгорания водорода примерно вдвое превышает выбросы NO_x бензиновым двигателем. С обеднением смеси выбросы оксидов азота у водородного двигателя быстро снижаются и при $\alpha=1,8$ практически отсутствуют. Добавка к водородному

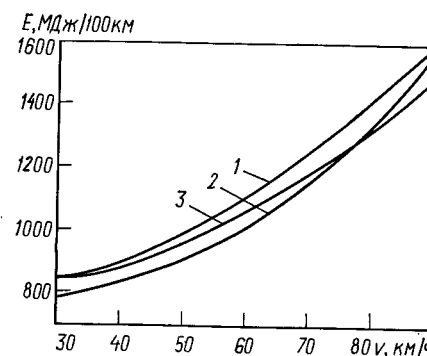


Рис. 4.20. Изменение удельного расхода энергии E при работе автомобиля ЗИЛ-130 с однотопливной (1) и двухтопливной (2, 3) системами питания: 1 — бензин А-76; 2 — бензин А-66+кислородсодержащие добавки; 3 — бензин А-66+углеводородные добавки

топливу воды позволяет резко снизить выбросы оксидов азота без существенных потерь мощности двигателя или ухудшения его к.п.д. Так, при массовом отношении $\text{H}_2\text{O}/\text{H}_2=8$ выбросы NO_x уменьшаются в среднем в 8—10 раз [170].

Высокая реакционная способность водорода приводит к проскокам пламени во впускной трубопровод, преждевременному воспламенению и жесткому сгоранию топливных смесей. Этих недостатков можно избежать, если модифицировать топливоподающую систему двигателя. В настоящее время для подачи водорода в двигатель применяют следующие способы: впрыск во впускной трубопровод; модифицированный карбюратор (как в системах питания пропан-бутановыми и природными газами), индивидуальное дозирование водорода во впускной клапан каждого цилиндра; непосредственный впрыск под высоким давлением в камеру сгорания.

Первые два варианта обеспечивают устойчивую работу двигателя только при частичной рециркуляции отработавших газов или добавке воды к топливной смеси. Частичная рециркуляция отработавших газов предотвращает проскок пламени за счет разбавления заряда инертными компонентами и смягчает сгорание при работе двигателя на богатых водородно-воздушных смесях. В то же время благодаря снижению максимальных цикловых температур выбросы NO_x уменьшаются. Количество рециркулируемых газов не превышает 10—20% от поступающей в двигатель топливной смеси, однако любая степень рециркуляции ведет к дополнительному снижению наполнения цилиндра. В отличие от рециркуляции впрыск воды или бензина (обычно во впускной патрубке) не ухудшает наполнения.

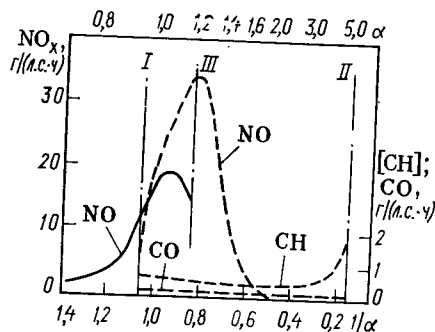


Рис. 4.21. Состав отработавших газов водородного двигателя:
I, II — границы устойчивой работы на водороде; III — нижняя граница работы на изоктане; — бензин; - - - - - водород

Предпочтительнее организовать впрыск водорода непосредственно в камеру сгорания. При этом полностью исключаются проскоки пламени во впускном трубопроводе, а максимальная мощность двигателя не только не снижается, но может быть повышена на 10—15%. Одновременно за счет оптимального протекания рабочего процесса уровень выбросов NO_x водородного двигателя снижается, а эффективный к.п.д. повышается. Согласно экспериментальным данным, непосредственный впрыск водорода в одноцилиндровом двигателе при $\epsilon = 15,4$ и $\alpha = 2,5$ обеспечил повышение его к.п.д. на 55%.

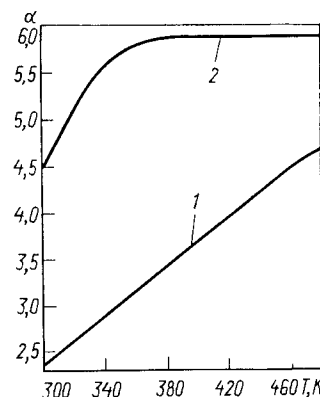
Использование водорода в дизельных двигателях в значительной степени затрудняется высокими температурами самовоспламенения водородно-воздушных смесей. Поэтому для организации устойчивого воспламенения водорода дизели переоборудуют в двигатели с принудительным зажиганием от свечи или переводят на работу по газожидкостному процессу — с впрыском запальной дозы жидкого топлива (обычно дизельного). Водород может подаваться как совместно с воздухом, так и непосредственным впрыском в цилиндры. Устойчивая работа дизеля на водороде обеспечивается только в узком диапазоне топливных смесей, ограничиваемом пропусками воспламенения и детонацией (рис. 4.22).

Основной проблемой использования водорода в качестве моторного топлива является его хранение. Известны следующие варианты хранения водорода на автомобиле: в газообразном состоянии (в сжатом виде), в криогенном (сжиженном) состоянии, с использованием промежуточного носителя (жидкого или твердого). Наилучшие показатели системы хранения чистого водорода обеспечиваются при его сжижении, т. е. в криогенной схеме. Это наглядно иллюстрируется данными по различным топливным системам, приведенным к энергетическому эквиваленту, обеспечивающему пробег 400 км [170]:

Топливо	Бензин	Сжатый водород	Жидкий водород	MgH_2
Масса топлива, кг	53,05	13,4	13,4	181
Объем топлива, м ³	0,07	1,0	0,19	0,23
Масса бака, кг	13,06	1361	181	45,4
Объем бака, м ³	0,08	1,53	0,28	0,25
Общая масса топливной системы, кг	67	1374	195	227

Применение газообразного водорода отличается простотой, однако не получило распространения из-за низкого энергозапа-

Рис. 4.22. Влияние температуры топливно-воздушной смеси T на границы устойчивой работы дизельного двигателя на водороде:
1 — детонация; 2 — воспламенение



са, вызванного небольшой плотностью топлива, и большой массы топливного контейнера. Использование водорода в сжиженном состоянии более эффективно, однако имеет свои сложности, особенно при его хранении и транспорте. Температура кипения водорода равна $-252,8^\circ\text{C}$, поэтому при транспорте и хранении жидкого водорода первостепенное значение имеет тепловая изоляция. Жидкий водород обычно транспортируют и хранят в специальных резервуарах с двойными стенками, пространство между которыми заполнено специальной изоляцией. Наиболее распространены высоковакуумная, вакуумно-порошковая и многослойная низкотемпературные тепловые изоляции; используют и комбинированные изоляции, например многослойно-порошковую. При конструировании оборудования для хранения и транспорта жидкого водорода необходимо учитывать, что в условиях глубокого холода прочностные характеристики большинства металлов и сплавов улучшаются, а ударная вязкость резко уменьшается.

Для практической реализации более приемлемы схемы, в которых используют промежуточный носитель водорода. Водород в этом варианте сохраняется в химически связанном виде и при необходимости извлекается из соединения с помощью термического, химического либо термохимического воздействия. В настоящее время наибольшее внимание привлекают твердые носители водорода — гидриды металлов и их сплавы. Главным преимуществом гидридов металлов является возможность повышения энергетической плотности водорода; кроме того, они безопасны при хранении и эксплуатации. В случае термического разложения гидрида металла возможно его повторное использование, так как при пропуске водорода при повышенном давлении происходит «зарядка» гидридного источника. Обратимость гидридных соединений позволяет на их основе изготавливать аккумуляторы водорода, в частности для питания автомобильных двигателей.

В случае железотитанового гидрида FeTiH_x при рабочей температуре около 20°C давление в емкости для хранения находится в пределах 0,3—0,9 МПа в зависимости от концентрации водорода. Энергия, необходимая для выделения водорода из FeTiH_x , может быть подведена из системы охлаждения дви-

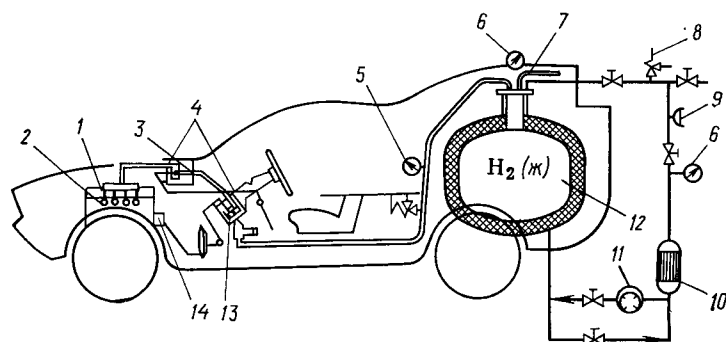


Рис. 4.23. Схема системы питания жидким водородом автомобиля "Datsun B-210":

1 — двигатель; 2 — впускные клапаны; 3 — подвод водорода; 4 — регулятор; 5 — манометр; 6 — уровнемер; 7 — заправочный клапан; 8 — предохранительный клапан; 9 — разрывная мембрана; 10 — теплообменник; 11 — насос; 12 — водородный бак; 13 — запорный клапан; 14 — вакуумный привод

гателя. Хорошие условия для теплопередачи достигаются в цилиндрических емкостях большой длины и малого диаметра. Давление, возникающее при нагреве железотитанового гидрида (при 80—100 °С), может быть непосредственно использовано для подачи водорода в цилиндры, например в случае дизельного двигателя.

Объемная энергоемкость гидридов находится на уровне жидкого водорода, благодаря чему объем «гидридного» бака меньше объема криогенного бака для жидкого водорода. Масса же самого блока примерно на порядок выше по отношению к жидкому водороду из-за значительной плотности металлического носителя.

Перспективным направлением развития гидридных систем хранения водорода является сочетание аккумуляторов с различными гидридными компонентами, например на основе железотитанового сплава и магния. Низкотемпературный компонент обеспечивает запуск двигателя, а высокотемпературный, характеризующийся более высоким содержанием водорода, — его основную работу. Согласно расчетам, при такой комбинации двух аккумуляторов общей массой 200 кг и суммарной емкостью 50—75 л пробег автомобиля при одной заправке составит около 400 км.

На автомобиле «Datsun B-210» с двигателем рабочим объемом 1,4 л и $\epsilon=9,5$ [171] криогенный бак массой 120 кг вместимостью 230 л размещается в багажнике. Водород под давлением 0,4—0,5 МПа подается во впускной патрубок с помощью клапанного механизма, приводимого в действие дополнительным кулачковым валом (рис. 4.23). Клапан впрыска водорода открывается одновременно с впускным клапаном двигателя и закрывается через 90° поворота коленчатого вала. Для изменения расхода водорода установлен двухступенчатый редуктор с двумя игольчатыми клапанами. Проходное сечение

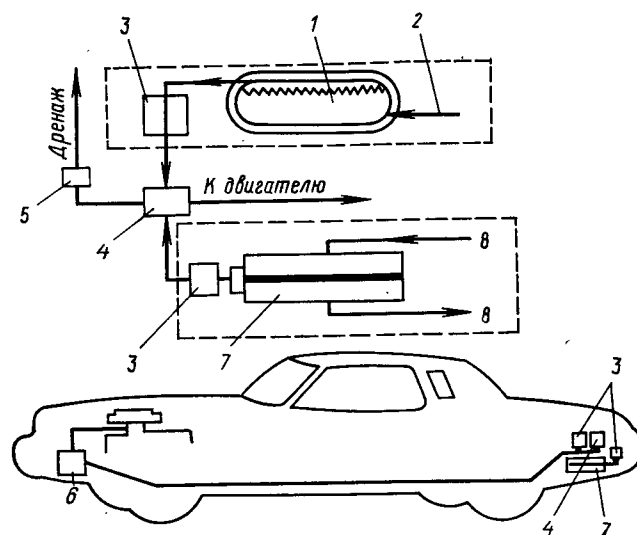


Рис. 4.24. Схема гидридно-криогенной системы питания водородом автомобиля "Chevrolet":

1 — криогенный бак с жидким водородом; 2 — заправочный трубопровод; 3 — электроклапан; 4 — ресивер; 5 — каталитический дожигатель; 6 — регулятор; 7 — гидридный аккумулятор; 8 — отработавшие газы

первого клапана поддерживается в соответствии с оборотами двигателя с помощью вакуумного привода, а второго — механическим приводом от педали акселератора. Низкотемпературная изоляция топливных магистралей обеспечивает температуру водорода в точке впрыска порядка —130 °С, что позволяет значительно повысить наполнение цилиндров. Общая масса системы питания жидким водородом составляет 150 кг. Средний расход сжиженного водорода непосредственно двигателем составляет 22 л, а с учетом потерь при хранении и заправке — около 25 л на 100 км, что обеспечивает полный пробег автомобиля порядка 1000 км. В пересчете на бензиновый эквивалент топливная экономичность автомобиля составляет 5,7—6,5 л/100 км. При испытаниях автомобиля по городскому ездовому циклу в отработавших газах содержалось 0,05 г [СН], 0,18 г СО и 2,56 г NO_x на 1 км пробега.

На «водородной» модификации автомобиля «Chevrolet» (рис. 4.24) использована комбинированная гидридно-криогенная система питания. Двигатель запускается на жидком водороде с включением водородного аккумулятора после стабилизации теплового режима, причем для подогрева гидрида служит вода из системы охлаждения. Избыток газовой фазы в баке жидкого водорода расходуется на подзарядку гидридного аккумулятора, что позволяет полностью ликвидировать утечки низ-

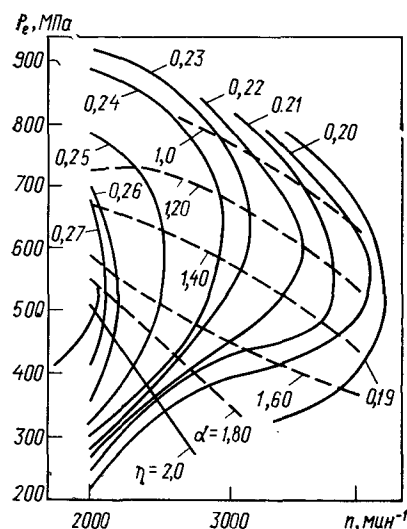


Рис. 4.25. Универсальная характеристика водородного двигателя:

p_e — среднее эффективное давление цикла; n — частота вращения; ———— — изолинии к. п. д.; - - - - - — изолинии коэффициента избытка воздуха

кокипящего компонента. Гидридный аккумулятор представляет собой стальной контейнер, заполненный 400 кг FeTiH_2 , обеспечивающего хранение 6,4 кг водорода. При нагреве аккумулятора до 70°C получается $\approx 1,3$ кг/ч водорода под давлением 1—2 МПа. В криогенном баке массой 41 кг содержится 3,8 кг водорода. Основные элементы гидридно-криогенной системы питания размещены в багажнике автомобиля.

Опытные образцы водородных дизелей созданы в лаборатории института Мусаши (Япония) [172]. Для организации рабочего процесса дизеля водород непосредственно впрыскивается в камеру сгорания в конце такта сжатия под давлением 8 МПа с помощью специальной форсунки с гидравлическим приводом от штатного топливного насоса высокого давления. Для воспламенения смеси служит керамическая калильная свеча с встроенным вольфрамовым электронагревателем. Электронагреватель включается на режимах пуска и прогрева двигателя, на остальных режимах свеча обеспечивает температуру 1170—1270 К за счет выделяющегося при сгорании топлива тепла. Благодаря комплексу конструктивных мероприятий при работе на водороде сохранена мощность двигателя на уровне базового дизеля при относительно высоких показателях энергетической эффективности (рис. 4.25).

Для обеспечения приемлемого запаса хода (не менее 300 км) водород используют в жидком виде, при этом он подается в дизель специальным насосом высокого давления. Хранят водород в криогенном баке с запорной емкостью по водороду 82 дм³. Бак массой 35 кг изготовлен из легированной стали, оборудован вакуумно-порошковой изоляцией. В связи с низкой температурой жидкого водорода в топливном насосе высокого давления дизеля использованы специальные материалы. В частности, гильза изготовлена из легированной стали, а рабочая поверхность плунжера имеет полиамидное покрытие. Недостатки данной конструкции водородного автомобиля — сложность заправки криогенным компонентом, низ-

кий ресурс работы водородного насоса и большие потери водорода (до 12—15%).

В связи с техническими проблемами и высокой стоимостью перевода автомобиля на чистый водород в последние годы работы в этой области развиваются главным образом в направлении создания двигателя с комбинированным бензино-водородным питанием, а также создания водородно-метанольного двигателя, работающего на водородсодержащих продуктах термokatалитической конверсии метанола. Благодаря активирующей добавке водорода появляется возможность работы двигателя на переобедненных топливно-воздушных смесях в области частичных нагрузок и режиме холостого хода. Зависимость предела обеднения смеси $\alpha_{пр}$ от добавки водорода носит следующий характер:

Содержание H_2 , % (масс.)	0	10	20	40	100
$\alpha_{пр}$	1,12	1,67	2,5	3,34	5,0

Более совершенной и широко испытанной конструкцией является бензино-водородный автомобиль «Mercedes Benz 280 TE» (рис. 4.26). Для аккумуляирования водорода используют металлогидрид FeTiH_x , подогреваемый водой, которая, в свою очередь, нагревается в специальном теплообменнике за счет тепла отработавших газов. Выделяющийся водород проходит фильтр для очистки от частиц металлического носителя. С помощью редуктора давление водорода понижается до 0,2 МПа и он посредством электромагнитных клапанов подается на впуск каждого цилиндра, куда впрыскивается и основное топливо — бензин. Управление комбинированной топливной системой осуществляется микропроцессором, входными сигналами для которого служат нагрузка и обороты двигателя, а также температура охлаждающей жидкости. Для аварийного отключения подачи водорода имеется электромагнитный запорный клапан, включаемый водителем (тумблер на панели приборов). Пуск двигателя может производиться как на бензине, так и на водороде вплоть до температуры окружающего воздуха -15°C . Масса автомобиля при установке дополнительной водородной системы питания повысилась на 150 кг.

Программа управления подачей топлива обеспечивает работу двигателя на смеси бензина и водорода на средних нагрузках с регулируемым соотношением компонентов, показанным на рис. 4.27 [173]. На режиме холостого хода и малых нагрузках двигатель работает только на водороде, при больших нагрузках — на чистом бензине. Прекращение подачи водорода при повышенных нагрузках обусловлено стремлением сохранить максимальную мощность двигателя, а также избежать его жесткой работы, повышенных выбросов оксидов азота и проскока пламени на впуске.

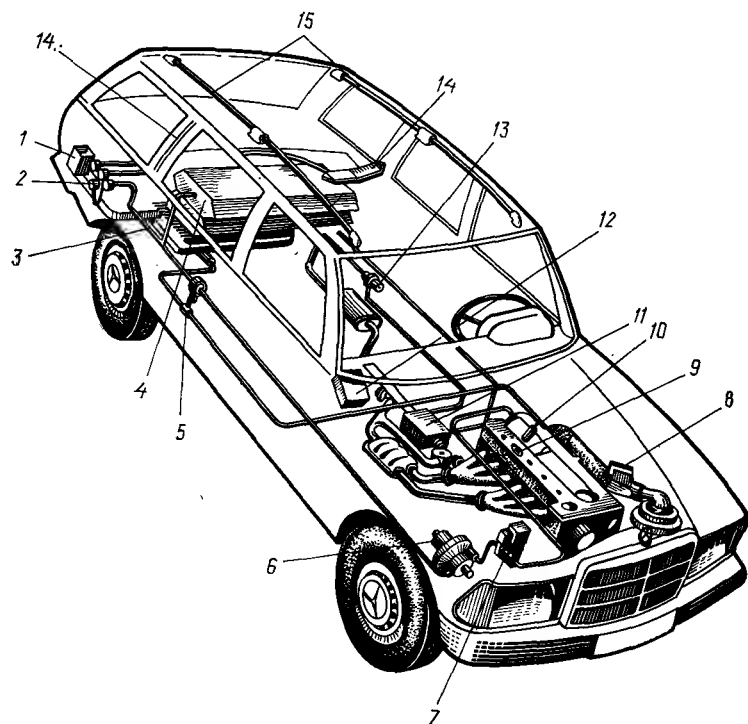


Рис. 4.26. Основные элементы автомобиля "Mercedes Benz 280 TE", работающего на бензино-водородной смеси:

1 — микро-ЭВМ; 2 — заливная горловина бензобака; 3 — бензобак; 4 — металлгидридный аккумулятор; 5 — фильтр; 6 — газовый редуктор; 7 — запорный вентиль; 8 — дроссельная заслонка с приводом от серводвигателя; 9 — распылитель водорода; 10 — бензиновая форсунка; 11 — теплообменник с крышкой; 12 — блок электронного управления двигателем; 13 — насос теплообменника; 14 — вентиляция под кожухом металлгидридного аккумулятора; 15 — вентиляция салона

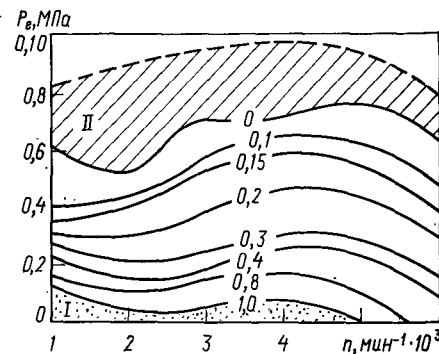
Сравнительные испытания автомобиля показали следующие результаты (числитель — расход бензина, знаменатель — расход водорода):

Система питания	Бензиновая	Бензино-водородная
Расход топлива в бензиновом эквиваленте, л/100 км:		
при скорости 90 км/ч	9,3	2,9/4,1
при скорости 120 км/ч	11,7	6,0/5,5
по городскому циклу	15,0	3,7/10,8
Выбросы токсичных веществ, г/цикл:		
оксида углерода	41	5,6
углеводородов	12,1	8,5
оксидов азота	7,1	4,9

Перевод на бензино-водородное питание снижает расход бензина в диапазоне скоростей движения 90—120 км/ч при-

Рис. 4.27. Универсальная характеристика бензино-водородного двигателя:

P_e — среднее эффективное давление цикла; n — частота вращения; цифры на кривых указывают относительное содержание H_2 в топливной смеси; I — область работы на водороде; II — то же, на бензине



мерно вдвое и дает его экономию около 28% при езде по городскому ездовому циклу. При этом значительно снижаются выбросы токсичных продуктов: CO — в 7,3 раза, углеводородов и оксидов азота — примерно на 30%.

В нашей стране Институт проблем машиностроения АН УССР созданы опытные образцы автомобилей ГАЗ-24 «Волга» и «Москвич 412» с бензино-водородным питанием [166, 174]. Гидридный аккумулятор на базе сплава FeTi при массе 180 кг содержит около 2,5 кг водорода, что обеспечивает пробег автомобиля в городских условиях эксплуатации 250—300 км. Двигатель работает с переменной подачей водорода: на холостом ходу — на чистом водороде, на режиме максимальной мощности — на смеси 97% бензина и 3% водорода. На частичных нагрузках содержание водорода в топливной смеси изменяется в зависимости от состава топливно-воздушной смеси (коэффициента избытка воздуха) по оптимальному закону, обеспечивающему максимальную топливную экономичность двигателя и минимальную токсичность отработавших газов. В результате эксплуатационный расход бензина снизился на 35—40%, а вредные выбросы сократились в несколько раз.

Следует отметить некоторые физические особенности водорода, определяющие дополнительные, специфические требования к конструкционным материалам. Водород обладает способностью проникать через толщу материала, в частности металлов, и с повышением давления и температуры диффузия водорода в металлы возрастает. Глубина проникания молекул водорода в кристаллическую решетку металла в большинстве случаев не превышает 4—6 мм, а при нагартровке материала может быть снижена до 2,0—1,5 мм. Для алюминия она достигает 15—30 мм, а при нагартровке снижается до 4—6 мм. Водородная диффузия в сталях практически полностью устраняется путем легирования с помощью хрома, молибдена, вольфрама и других элементов.

Водородно-воздушные смеси характеризуются широкой областью воспламенения [4—75% (об.)] и взрываемости [18,3—74% (об.)], что повышает их пожаро- и взрывоопасность. В то же время водород отличается высокой температурой воспламенения (590°C) и способностью к быстрому рассеиванию в

воздушной среде, благодаря чему по суммарным показателям безопасности он приравнивается к природному газу [171].

4.8. ПРОДУКТЫ ГАЗИФИКАЦИИ

В течение ряда лет неоднократно изучалась и в отдельных случаях находила практическое воплощение идея использования продуктов предварительной газификации топлива в тепловых двигателях. Так, в 20—30-е годы широко использовали на автомобилях продукты газификации твердого топлива — древесные чурки, древесный и каменный уголь, торфяные и соломенные брикеты и др. Газификация осуществлялась в специальном газогенераторе, установленном на автомобиле (такие автомобили называли газогенераторными). Газогенераторная установка включала агрегаты очистки и охлаждения получаемого газа и приспособления для розжига топлива и обеспечения пуска двигателя. Основной топливный газ, получаемый при газификации, — оксид углерода. Кроме того, в продуктах газификации содержались водород, метан и другие горючие газы. Например, средний состав газа, получаемого из древесных чурок с абсолютной влажностью 20%, таков: 20,9% (об.) CO , 16,1% (об.) H_2 , 2,3% (об.) CH_4 , 0,2% (об.) C_nH_m , 9,2% (об.) CO_2 , 1,6% (об.) O_2 и 49,7% (об.) N_2 . Теплота сгорания газа — около 5 МДж/м³, а горючей смеси с воздухом — 2,39 МДж/м³.

В нашей стране серийно выпускались газогенераторные автомобили ГАЗ-42 и ЗИС-21 (рис. 4.28), имевшие массу снаряженной газогенераторной установки 360 и 600 кг соответственно. При всех недостатках газогенераторных автомобилей (сложность эксплуатации, небольшие мощность двигателя и грузоподъемность) они обладали одним бесспорным преимуществом — возможностью работы на доступном и дешевом твердом топливе. В настоящее время в связи с изменением цены на нефтяные топлива во многих странах вновь возрождается интерес к газогенераторным автомобилям. В качестве основных сырьевых горючих материалов для них предлагаются различные органические отходы сельского хозяйства и лесной промышленности.

В последние годы возрос интерес к применению процессов газификации и конверсии жидких моторных топлив на борту автотранспортного средства с целью повышения энергетической эффективности традиционных поршневых двигателей и улучшения их экологических характеристик.

С точки зрения практической эффективности разнообразные способы газификации можно разделить на две группы: 1) газификация топлива в высококалорийный газ, содержащий компоненты с повышенной детонационной стойкостью; 2) газификация и конверсия топлива в газ с повышенным содержанием водорода — водородный синтез-газ. При этом возможна как

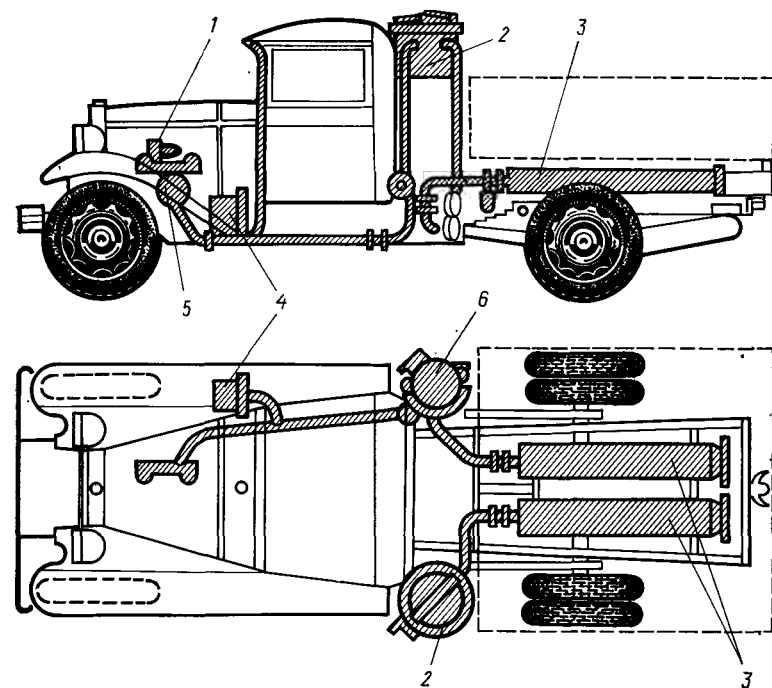


Рис. 4.28. Основные элементы газогенераторной установки автомобиля ГАЗ-42:

1 — вспомогательный карбюратор; 2 — газогенератор; 3 — очиститель-охладитель топливного газа; 4 — вентилятор для запуска генератора; 5 — смеситель для приготовления газозоудушной смеси; 6 — тонкий очиститель газа

полная, так и частичная газификация топлива. Преимущество всех процессов газификации то же, что и в известных случаях применения газовых топлив: улучшение смесеобразования и сгорания топлива, повышение энергетической экономичности двигателя, снижение содержания в отработавших газах вредных выбросов оксида углерода и суммарных углеводородов.

Достоинством методов газификации топлива в высокооктановый газ является возможность использования в современных двигателях с повышенной степенью сжатия низкооктановых бензинов, что позволяет расширить их ресурсы в производстве и снизить потери нефтяных фракций. Одновременно, в случае полной или достаточно глубокой газификации исходного сырья степень сжатия двигателя может быть дополнительно повышена на 2—4 ед., что, в свою очередь, приведет к улучшению его энергетической эффективности.

Наибольшее распространение получил процесс газификации путем неполного окисления сырья при коэффициентах избытка воздуха $\alpha=0,1—0,5$. В результате неполного сгорания топлива

образуются водород, оксид углерода и углеводородные газы, в основном метан, этилен, пропилен и бутены. Состав синтез-газа зависит от способа организации процесса, состава сырья и катализатора, давления и температуры.

Основными недостатками данного процесса газификации являются энергетические потери, связанные с частичным окислением углеводородного сырья, а также коксообразование, ухудшающее эксплуатационные качества синтез-газа. При коэффициентах избытка воздуха $\alpha=0,1$ тепловые потери сравнительно невелики и не превышают 5—10%, но содержание кокса составляет 0,2—0,3% (масс.) и значительно увеличивается при дальнейшем обогащении топливной смеси.

Среди разнообразных конструкций устройств для газификации моторных топлив в высокооктановый газ следует отметить газификатор фирмы «Siemens», который испытан в стендовых условиях на двигателях «Volkswagen-1,61» и «Mercedes Benz-2,1». Из низкооктанового прямогонного бензина газификатор обеспечивал получение синтез-газа с октановым числом около 108 следующего состава: 4—6% (об.) H_2 , 8—19% (об.) CH_4 , 8—9% (об.) CO , 3,5—6% (об.) CO_2 и 50—55% (об.) N_2 ; к. п. д. газификатора — около 95%. Газификация топлива обеспечивала расширение предела обеднения топливной смеси до $\alpha=1,45—1,6$, что в совокупности с другими факторами позволило повысить энергетический к. п. д. двигателей на 10—15% и снизить выбросы оксидов углерода и азота в 3—6 и 1,2—1,5 раза соответственно.

Получение газа с повышенным содержанием водорода может быть осуществлено термовоздушной, паровой или термокаталитической конверсией. При термовоздушной конверсии происходит неполное окисление углеводородного сырья и в продуктах реакции наряду с H_2 и CO содержится довольно много паров воды, диоксида углерода, метана и других углеводородов. Теоретически возможный выход водорода может достигать 25—28% (об.) при $\alpha \approx 0,1$, однако обычно он не превышает 20% (об.). Кроме того, отмечается интенсивное коксообразование и выпадение сажи. Поэтому на практике, как правило, используется режим с $\alpha=0,25—0,35$. Основные недостатки рассматриваемого процесса те же, что и ранее: энергетические потери и склонность к коксообразованию. Для устранения их используют подачу водяного пара, что обеспечивает выход газа без твердой фазы при $\alpha=0,20—0,26$.

Среди большого числа разработанных конструкций термовоздушных газификаторов водородной конверсии наибольшую известность получил газификатор (рис. 4.29), созданный в лаборатории реактивных установок ведомства НАСА (США). Газификатор представляет собой теплоизолированный реактор с блоком катализатора на основе никеля. Он оснащен теплообменниками для подогрева топлива и воздуха за счет тепла

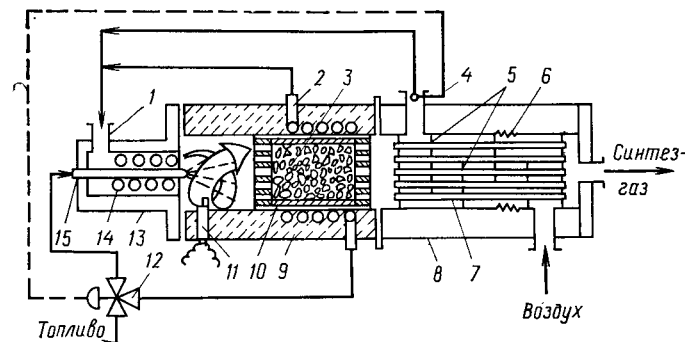


Рис. 4.29. Схема термовоздушного газификатора бензина:

1 — эмульсионная форсунка; 2 — испарительная спираль; 3 — катализатор; 4 — термопара; 5 — диафрагма; 6 — сильфон; 7 — решетка; 8 — теплообменник; 9 — керамический корпус; 10 — реакционная камера; 11 — запальная свеча; 12 — электродный клапан; 13 — форсуночная головка; 14 — шнековый завихритель; 15 — струйная форсунка

получаемого синтез-газа эмульсионной форсункой для подачи топливовоздушной смеси и автоматической системой управления режимом работы газификатора. Запуск газификатора осуществляется с помощью свечи при $\alpha \approx 0,6$, после чего при достижении рабочей температуры катализатора ($900—950^\circ C$) он автоматически переходит на рабочий режим с $\alpha \approx 0,35$; к. п. д. газификатора на этом режиме составляет 0,75—0,78, а получаемый синтез-газ характеризуется следующим составом [в % (об.)]: H_2 — 21,6, CO — 23,6, CO_2 — 1,2, N_2 — 51,2. Газификатор прошел всесторонние испытания в стендовых условиях в составе двигателя, а также на автомобиле «Chevrolet» на беговых барабанах и в дорожных условиях. Испытания показали возможность существенного повышения энергетической эффективности двигателя и снижения выбросов ряда вредных веществ при работе с газификатором [175]. В целом показана возможность повышения энергетической эффективности двигателя и автомобиля за счет водородной конверсии на 25—40%, что согласуется с результатами испытаний на бензино-водородном питании при использовании чистого водорода.

Паровая конверсия углеводородного топлива в конструктивном оформлении более сложная. Это обусловлено необходимостью иметь дополнительную емкость для воды, систему ее подачи и дозирования.

В Институте газа АН УССР разработана двухступенчатая схема паровой конверсии бензина, которая реализована на малогабаритной передвижной установке*. Установка УКБ-1

* Дмитриенко В. И., Мищенко Н. Т., Веселов В. В. Малогабаритная передвижная установка для паровой конверсии бензина//Каталитическая конверсия углеводородов. Киев: Наукова думка. 1979. Вып. 4. С. 73—77.

(рис. 4.30) включает сырьевой узел, аппарат для конверсии бензина (совмещающий функции реактора газификации бензина и высокотемпературной конверсии метана), реактор для паровой конверсии оксида углерода и аппарат для сероочистки. Производительность установки (по газу) 0,2—2,4 м³/ч, выход водорода 35—70% (об.), массовое отношение вода: бензин=3,4—5,0, температура 300—750 °С; масса установки без сырья и катализатора — 75 кг.

При изучении паровой конверсии *n*-гептана на установке УКБ-1 установлено, что выход водорода и производительность процесса растут с повышением температуры и избытка водяного пара. Увеличение же давления резко снижает выход водорода: в диапазоне 0,5—1,5 МПа от 56,8 до 42,1% (об.).

В качестве сырья процесса термokatалитической конверсии наибольшее применение получил метанол, что связано с высоким содержанием водорода в этом продукте (свыше 12%), низкой температурой процесса (200—300 °С), его высокой энергетической эффективностью и простотой организации. Согласно термодинамическим расчетам, в продуктах конверсии водных растворов метанола может содержаться до 70% Н₂. При использовании тепла отработавших газов на каждый моль превращенного метанола утилизируется ≈ 75 кДж тепла, благодаря чему теоретический к. п. д. системы газификатор — двигатель внутреннего сгорания повышается примерно на 11%.

К настоящему времени созданы разнообразные конструкции термokatалитических газификаторов метанола. Работа большинства из них реализуется по одной из схем, показанных на

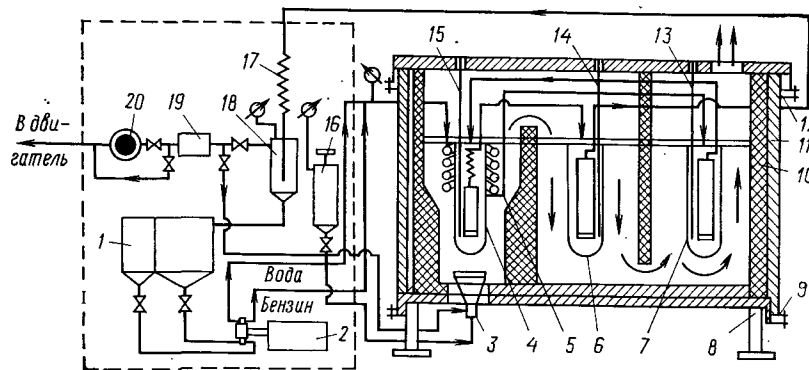


Рис. 4.30. Схема установки паровой конверсии бензина:

1 — баки бензина и воды; 2 — насос-дозатор; 3 — топочное устройство; 4 — реактор конверсии бензина; 5 — змеевик; 6 — реактор паровой конверсии СО; 7 — устройство сероочистки; 8 — стойки; 9, 12 — фиксаторы; 10 — тепловая изоляция; 11 — корпус; 13—15 — термопары; 16 — резервуар природного газа; 17 — холодильник-конденсатор; 18 — влагоотделитель; 19 — ротаметр; 20 — регулятор давления

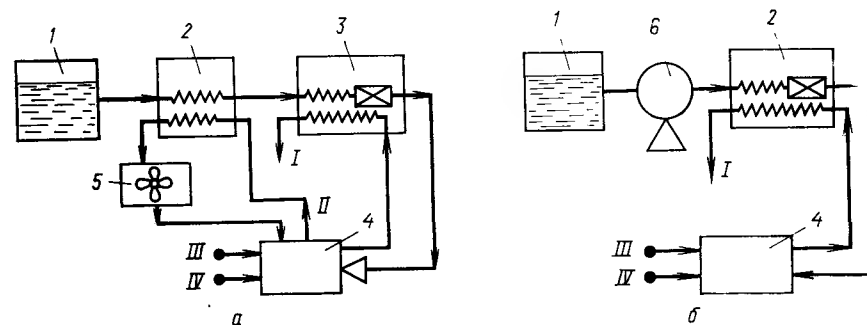


Рис. 4.31. Варианты термokatалитической конверсии метанола при атмосферном (а) и высоком (б) давлениях:

1 — бак с метанолом; 2 — испаритель; 3 — реактор; 4 — двигатель; 5 — радиатор двигателя; 6 — насос; I — отработавшие газы; II — охлаждающая жидкость; III — бензин; IV — воздух

рис. 4.31. В качестве катализатора используют промышленные цинк-хром-медные катализаторы. При температуре ≈ 300 °С и объемной скорости подачи сырья 2000—2500 ч⁻¹ обеспечивается степень конверсии не менее 80% паров метанола с выходом 2 м³/ч синтез-газа с 1 л катализатора. На катализаторе ZnO/CuO при температуре 300 °С и давлении 147 кПа получен синтез-газ следующего состава [в % (об.)]: Н₂—63, СО—24, СО₂—4, СН₄—1, СН₃ОСН₃—3, СН₃ОН—5 [175].

По сравнению с системами хранения водородного топлива (криогенной, гидридной и газобаллонной) при использовании метанольного газификатора масса топливной системы снижается в 7—10 раз. Кроме того, отмечается более высокий эффективный к. п. д. двигателя на частичных нагрузках. Например, при стендовых испытаниях двигателя с рабочим объемом 2,4 л и $\epsilon=8,2$ на модельном синтез-газе, соответствующем по составу продуктам конверсии метанола, обеспечивалась устойчивая работа при $\alpha=2,4$ [176]. При этом эффективный к. п. д. по сравнению с бензиновым вариантом возрос на 21%, а выбросы токсичных компонентов с отработавшими газами практически отсутствовали.

4.9. ПРОЧИЕ ВИДЫ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ

Во многих странах изучается возможность использования растительных масел в качестве топлива для дизельных двигателей. Особенностью растительных масел по сравнению с товарными дизельными топливами являются более высокая вязкость и плотность, высокое содержание (8—9%) кислорода и обусловленное этим некоторое снижение теплоты сгорания топлива:

Масло	Подсолнечное	Рапсовое	Льняное
Плотность, кг/м ³	925	922	932
Вязкость (37,8 °C), мм ² /с	35	37	29
Теплота сгорания, МДж/л	36,4	36,9	37,0

При работе дизельных двигателей на растительных маслах к. п. д. несколько выше, чем при работе на товарном дизельном топливе, однако мощность снижается на 5—20% в зависимости от вида масла. Из-за пониженной теплоты сгорания топливная экономичность двигателя несколько ухудшается и, кроме того, наблюдается повышенное количество углеродистых отложений при длительной работе. Эксплуатационные свойства растительных масел могут быть улучшены путем их очистки или введения специальных присадок.

На основании экспериментов установлено, что предкамерные дизели при работе на растительных маслах имеют лучшие характеристики и менее склонны к выходу из строя, чем дизели с неразделенной камерой сгорания. Так, в исследованиях тракторного дизеля «Steur WD 408/43» на смеси рапсового масла и дизельного топлива в равном соотношении после 287 ч эксплуатации наблюдалось залегание колец, засмоление выпускного канала и значительные отложения на выпускных клапанах, хотя распылители форсунок и элементы топливного насоса высокого давления оставались без изменения. При испытаниях смеси подсолнечного масла с дизельным топливом в соотношении 2:8 на предкамерных дизелях типа «Deutz F3L 912» после 400 ч эксплуатации обнаружено закоксовывание сопловых каналов распылителей форсунок. В то же время предкамерные дизели фирмы «Deutz» удовлетворительно работали на очищенном подсолнечном масле на протяжении около 2000 тыс. ч в условиях рядовой эксплуатации [177].

Применительно к двигателям с искровым зажиганием в Японии изучена возможность использования эвкалиптового масла и его смесей с бензинами и спиртами. Из-за высокой вязкости применение этого масла требовало перерегулировки карбюратора, и все равно при работе автомобиля на чистом масле затруднялся запуск двигателя, ухудшались топливная экономичность и динамические качества. Установлено, что оптимальным является содержание 10—20% масла как в спиртах, так и в бензинах.

Целесообразность использования растительных масел в качестве моторных топлив признается преимущественно в Австралии и ряде стран Тихоокеанского бассейна, сельское хозяйство которых специализировалось на производстве арахисового и кокосового масел. Такая возможность подтверждена приведенными в Австралии в 1979—1980 гг. полевыми испытаниями тракторов и грузовых автомобилей с дизельными двигателями на арахисовом масле. Выполненный в ФРГ системный технико-экономический анализ основных направлений использования

биомассы показал, что для этой страны наибольший интерес представляет рапсовое масло. Для условий Бразилии фирмой «Caterpillar» рекомендуются смеси растительных масел (из соевых бобов, подсолнечника или земляных орехов) с дизельным топливом в соотношении 1:9.

В связи с перспективностью водорода как моторного топлива практический интерес представляет его конверсия в высококипящие топлива, использование которых было бы более приемлемым для автомобильного транспорта. Одним из таких топлив является аммиак [178], производство которого хорошо освоено, он относительно недорог и имеет удовлетворительные термодинамические свойства. В нормальных условиях аммиак находится в газообразном состоянии и представляет собой бесцветный газ с резким и характерным запахом. При температурах окружающей среды аммиак снижается уже при давлении 0,6—0,7 МПа. Сжиженный аммиак характеризуется умеренными энергетическими показателями (см. табл. 4.1). Массовая энергоемкость аммиака по отношению к бензину, метанолу и водороду ниже в 2,5, 1,1 и 6,5 раза соответственно, в то время как по энергоплотности он превосходит большинство разработанных систем хранения водорода на автомобиле.

Характерной особенностью использования аммиака является низкий стехиометрический коэффициент (6,1 кг/кг), высокая температура воспламенения аммиачно-воздушных смесей (650 °C) и их «вялое» сгорание. Последнее обусловлено низкой температурой «аммиачного» пламени (1956 К по сравнению с 2336 К для бензина), в связи с чем самоускорение реакций горения замедляется. Цетановое число аммиака близко к нулю, в то же время аммиак отличается высокой детонационной стойкостью: его октановое число составляет ≈ 110 по моторному и ≈ 130 по исследовательскому методам.

Вследствие неудовлетворительных эксплуатационных свойств аммиака для организации работы двигателя необходимо существенно повысить энергетический уровень воспламенения. Поэтому в двигателях с искровым воспламенением устойчивое сгорание аммиака обеспечивается лишь при наличии высокотемпературной свечи с широким искровым промежутком и мощной катушкой зажигания. В двигателях с воспламенением от сжатия это достигается увеличением степени сжатия до 35 при одновременном повышении температуры во впускном коллекторе и системе охлаждения двигателя до 150 °C. Однако, как показали исследования, при работе одноцилиндровой установки CFR на аммиаке в указанных условиях максимальное давление цикла достигает 15,8 МПа, а рабочий процесс характеризуется повышенной жесткостью.

В качестве других методов интенсификации воспламенения и сгорания аммиака в поршневых двигателях^{*} рекомендуют впрыск запального топлива,

добавку активирующих присадок, оптимизацию камеры сгорания и др. Хорошим запальным топливом является дизельное топливо с повышенным цетановым числом (50—60), впрыск которого обеспечивает устойчивое сгорание аммиака при сравнительно невысоких степенях сжатия. Так, на одноцилиндровом дизеле со степенью сжатия 16,5 газообразный аммиак в смеси с воздухом подавался в цилиндры и на такте сжатия впрыскивалось дизельное топливо. При этом индикаторный к. п. д. двигателя возрастал на 10—35%. Необходимое количество дизельного топлива составляло 27—40% от расхода аммиака в зависимости от числа оборотов двигателя [178].

Сгорание аммиака активизируется при добавке к запальному топливу присадок, в частности пентилнитрата или диметилгидразина, причем применение последнего предпочтительнее ввиду близости его свойства к свойствам аммиака. С обеими присадками достигается устойчивое сгорание аммиачных смесей при обычных степенях сжатия: с добавкой пентилнитрата при $\varepsilon=12$, а диметилгидразина — при $\varepsilon=13,7$. Улучшению работы двигателя на аммиаке способствует и подача в камеру сгорания таких активных газов, как водород и ацетилен.

Большинство цветных металлов (медь, бронза, латунь и другие сплавы) подвергаются значительной коррозии при воздействии аммиака. Относительно стойки сталь, чугун, алюминий, никель и титан. Углеродистая сталь практически не корродирует при контакте со сжиженным аммиаком, поэтому из нее изготавливают трубопроводы и резервуары для перекачивания и хранения аммиака. Длительные испытания на двигателе CFR показали, что при работе на аммиаке повышенный износ наблюдается лишь у деталей, изготовленных из цветных металлов, особенно из меди и ее сплавов. Из прокладочных материалов стойкими к аммиаку являются фторопласты и некоторые сорта резины. Большинство нефтяных и синтетических масел практически не изменяют свои свойства при работе двигателя на аммиаке. При этом отмечены лишь незначительные колебания вязкости и некоторое снижение эффективности антиокислительных присадок.

Содержание аммиака в воздухе рабочих помещений и населенных мест ограничивается следующими концентрациями: $\text{ПДК}_{\text{р.з}}=20 \text{ мг/м}^3$, $\text{ПДК}_{\text{м.р}}=0,2 \text{ мг/м}^3$ и $\text{ПДК}_{\text{с.с}}=0,2 \text{ мг/м}^3$, т. е. предельно-допустимые концентрации паров аммиака в воздухе в 3—4 раза выше по сравнению с метанолом. Кроме того, опасность аммиака в значительной степени снижается резким специфическим запахом, благодаря которому он обнаруживается уже при концентрациях паров $0,05 \text{ мг/м}^3$. Поэтому токсикологическое воздействие аммиачного топлива можно свести к минимуму при герметизации топливной системы автомобиля и соблюдении соответствующих мероприятий техники безопасности.

Изучается возможность использования в качестве моторного топлива ацетилена. В нормальных условиях ацетилен — бесцветный газ, который при температурах 15—20°C может храниться в жидком состоянии под давлением 40—50 МПа. Однако использование жидкого ацетилена под таким давлени-

ем практически исключено в связи с возможностью его взрыва при давлениях выше 0,27 МПа.

Ацетилен характеризуется высокими энергетическими показателями (см. табл. 4.1). Он легко вступает в реакцию с кислородом воздуха, выделяя при сгорании смеси стехиометрического состава 105,2 кДж. Тепловой эффект горения ацетилено-воздушных смесей меньше, чем тепловой эффект реакции распада чистого ацетилена, составляющий 227,1 кДж/моль. Таким образом, в противоположность большинству топлив при обогащении ацетилено-воздушной смеси ее тепловой эффект возрастает. Тем не менее максимальная скорость реакции, минимальная энергия зажигания и другие экстремальные параметры горения соответствуют стехиометрическому составу ацетилено-воздушной смеси.

К настоящему времени известно небольшое число экспериментальных исследований работы поршневых двигателей внутреннего сгорания на ацетилене, которые выполнены преимущественно на одноцилиндровых установках CFR. Особенностью ацетилена является высокая склонность к детонации, исключая возможность работы двигателя на богатых и стехиометрических смесях. Вместе с тем широкие концентрационные пределы воспламенения и горения ацетилено-воздушных смесей позволяют организовать работу двигателя при пониженных степенях сжатия за счет ультраобеднения топливной смеси. Согласно экспериментальным данным, в диапазоне $\varepsilon=4\text{—}6$ стабильная работа установки CFR обеспечивается при $\alpha=1,45\text{—}2,4$, причем с повышением степени сжатия граница бездетонационной работы двигателя смещается в бедную область. В этом случае потери мощности по сравнению с работой на бензине составляют около 30% при снижении индикаторного к. п. д. на 10—12% [179].

Для обеспечения безопасности наибольшее распространение получило баллонное хранение и транспортирование ацетилена, растворенного в ацетоне. Стальные баллоны заполнены активированным древесным углем или другим пористым материалом. В настоящее время в таких баллонах допускается давление до 2,5 МПа и безопасность хранения подтверждена многочисленными испытаниями.

В связи с высокой стоимостью производства жидких моторных топлив из углей в течение многих десятилетий изучается возможность непосредственного использования угля в поршневых двигателях внутреннего сгорания. Впервые идея применения угольной пыли для этой цели была высказана еще в 1893 г. Р. Дизелем. Первый двигатель на пылеугольном топливе был построен в Германии в 1928 г. Р. Павликовским [180]. Этот двигатель «Космос-Рупамотор» размерностью 500/720 имел мощность 103 кВт (140 л. с.) при частоте вращения 166 мин⁻¹ и к. п. д. $\approx 31\%$. Угольный порошок подавался с помощью сжа-

того воздуха и для его воспламенения в камеру сгорания подавали запальную дозу жидкого топлива.

Опыт создания дизелей, работающих на пылеугольном топливе, показал возможность использования для этой цели широкого ассортимента твердого топлива, включая каменный уголь, торф, древесину, их смеси, органические отходы. Основным требованием к твердому топливу является приемлемая воспламеняемость, высокая температура и скорость сгорания, минимальные отложения в камере сгорания, связанные как с содержанием в топливе золы, так и с ее составом.

Простым и надежным способом подачи угольной пыли является ее перемещение под действием своей массы с последующим вдуванием в камеру сгорания с помощью сжатого воздуха. При этом важно сохранить порошкообразное состояние топлива и исключить возможность брикетирования либо частичного коагулирования. Для этой цели обычно используется вращающийся распределитель.

Высокая зольность пылеугольного топлива приводит к значительным отложениям в камере сгорания и повышенному износу деталей двигателя (клапанов, цилиндров, поршневых колец и т. п.). Например, при расходе 50 кг/ч пылеугольного топлива зольностью 6% на рабочей поверхности образуется около 3 кг отложений. Износ цилиндров при этом достигал 0,05 мм и более, т. е. на порядок выше в сравнении с износом при работе на тяжелых нефтяных топливах [180]. Для снижения отложений золы предложен ряд способов, из которых наиболее эффективным оказалась продувка. Например, еще Р. Павликовским использовалась тройная продувка сжатым воздухом для очистки цилиндра от золы. Одновременно рекомендуются специальные конструкционные материалы для повышения износостойкости деталей двигателя, в частности хромоникелевый чугун и чугун с присадкой молибдена. Проведенные опыты показали, что при использовании специальных конструктивных материалов износ снижается до уровня обычных двигателей.

Удельный расход топлива в опытных конструкциях современных пылеугольных дизелей составляет в среднем 380—400 г/(кВт·ч), или 280—300 г/(л.с.·ч), а расход энергии 8,55 мДж/(кВт·ч), или 1500 ккал/(л.с.·ч). Благодаря этому, даже с учетом дополнительных энергозатрат на измельчение твердого топлива, суммарная энергетическая эффективность угольного топлива при непосредственном его использовании в двигателях выше в сравнении со схемой переработки в жидкое топливо.

Дальнейшим развитием методов использования пылеугольного топлива является применение его в виде суспензии в смеси с дизельными топливами, маслами и другими жидкими про-

дуктами. Такая схема позволяет упростить конструкцию двигателя, повысить надежность его работы и улучшить топливно-экономические показатели. Так, фирмой «Sulzer» (Швейцария) совместно с фирмой «Термо Электрон» (США) создана конструкция двухтактного дизеля для работы на смеси 68% порошкообразного угля и дизельного топлива [181]. Для этой цели предложено также использовать топливную суспензию, состоящую из 50% угольного порошка, 20% масла и 30% воды.

ГЛАВА 5 ЭКОНОМИКА ПРОИЗВОДСТВА И ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

Проведенные в СССР и за рубежом исследования выявили специфические особенности производства и применения альтернативных моторных топлив в двигателях внутреннего сгорания, сложность определения экономических показателей этих процессов. Результаты сравнения экономической эффективности производства синтетических топлив из различного сырья зачастую носят противоречивый характер [182]. В связи с этим возникла необходимость в разработке единой методики оценки эффективности производства и применения альтернативных моторных топлив [13, 183]. Следует подчеркнуть, что если исследования технической возможности производства альтернативных моторных топлив ведутся в течение длительного времени, то экономика их производства носит ориентировочный характер, а влияние социальных и экологических факторов при производстве и применении синтетических топлив исследовано в еще меньшей степени.

5.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ

Условия для перспективного производства и применения различных альтернативных моторных топлив могут быть сформулированы следующим образом:

- наличие достаточных сырьевых ресурсов и приемлемые технико-экономические показатели их добычи и переработки;

- технологическая и энергетическая совместимость с транспортными силовыми установками;

- благоприятные экономические и экологические показатели процесса топливоиспользования;

безопасность и безвредность.

Технико-экономические показатели и экономическую эффективность производства и применения взаимозаменяемых топлив следует рассчитывать по единой методике с учетом полных народнохозяйственных затрат (капитальных, эксплуатационных, приведенных) по следующим сферам их возникновения:

добыча и транспорт сырья (нефти, газа, угля и др.) от месторождений до пунктов переработки;

производство моторных топлив (на нефтеперерабатывающих, химических предприятиях, заводах по производству синтетических жидких топлив из угля, сланцев, заводах по сжижению природного газа и т. д.);

топливоснабжение потребителей — раздача жидкого нефтяного или альтернативного топлива на автозаправочных станциях (АЗС), подготовка и раздача природного газа (осушка, сжатие и заправка) на автогазонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС), заправка сжиженным природным или пропан-бутановым газом на газонаполнительных станциях (АГНС) и т. д.;

производство автомобилей, машин и механизмов с учетом специфики применения альтернативных топлив и соответствующих изменений в сфере изготовления этой техники;

эксплуатация автомобилей, машин и механизмов с учетом изменения технико-эксплуатационных показателей, связанных с качеством и особенностями применения альтернативных топлив.

Блок-схема формирования затрат на производство и применение альтернативных моторных топлив приведена на рис. 5.1. Указанные расчеты должны быть выполнены для одинакового объема транспортной (или другой) работы автомобиля на 1 т (или на 1000 м³) альтернативного топлива как в абсолютном выражении, так и с учетом коэффициента замещения нефтяного топлива. Последний нужно определять исходя из физико-химических и эксплуатационных свойств нефтяного топлива и расхода альтернативного топлива при выполнении такого же объема работы.

Эффективность вариантов топливообеспечения моторной техники должна, по нашему мнению, осуществляться по трем критериальным оценкам:

1) минимальным народнохозяйственным приведенным затратам на добычу, транспорт, переработку и распределение моторных топлив, а также на производство и эксплуатацию моторной техники;

2) максимальному коэффициенту полезного использования первичной энергии (нефти, газа, угля и др.) на конечной стадии потребления с учетом энергетических затрат, связанных с

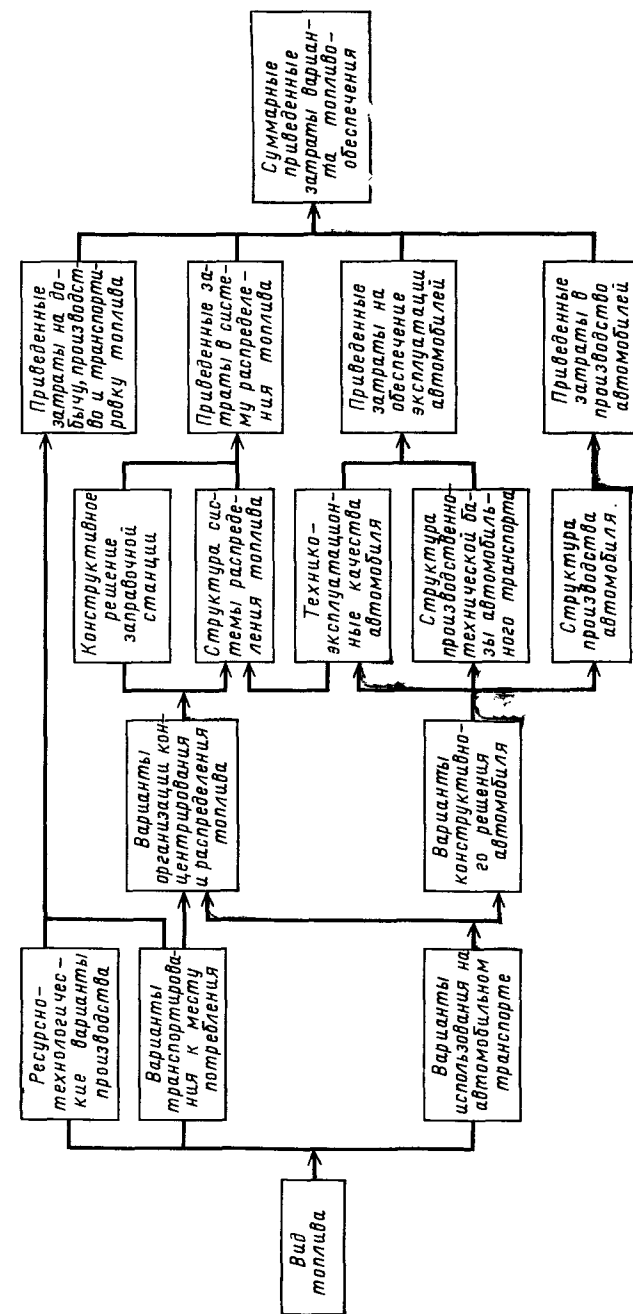


Рис. 5.1. Схема формирования затрат на производство и применение альтернативных моторных топлив

преобразованием первичной энергии в энергоносители — моторные топлива;

3) минимальному экологическому ущербу для окружающей среды по всем рассматриваемым циклам топливопроизводства и топливопотребления — от добычи первичных сырьевых ресурсов до конечного потребления в двигателях внутреннего сгорания.

Так как затраты на производство моторных топлив дифференцированы для соответствующих плановых и перспективных периодов, предусматривается построение динамической модели ресурсных и экономических оценок производства и применения сравниваемых альтернативных видов сырья и моторных топлив, получаемых из них. Техничко-экономическим расчетам должны предшествовать балансовые расчеты по добыче и направлению использования различного сырья, производства и потребления моторных топлив с учетом обеспечения потребности народного хозяйства и экспорта в котельно-печном топливе, жидком углеводородном сырье для нефтехимического синтеза и других нефтепродуктах (коксе, битуме, смазочных маслах и др.). На основе балансовых расчетов определяется срок или расчетный период возникновения дефицита в нефтяных моторных топливах и необходимый объем производства альтернативных топлив. При этом понятие «дефицит» следует рассматривать как балансово-экономическую категорию. В одном случае — это несведение баланса по нефтяным топливам в силу запаздывания ввода мощностей по их производству в нефтеперерабатывающей промышленности к планируемому периоду при наличии достаточных ресурсов нефти или мазута для глубокой переработки. Следовательно, дефицит моторных топлив обусловлен просчетами в планировании инвестиционной политики — недостаточным выделением капитальных вложений, недостатком мощностей строительно-монтажных организаций или предприятий по изготовлению нефтезаводской аппаратуры и оборудования. В то же время производство нефтяных топлив может быть предпочтительнее получения альтернативных моторных топлив из других сырьевых ресурсов.

В другом случае — дефицит может быть обусловлен исчерпанием нефтяных ресурсов для производства моторных топлив как за счет глубокой переработки мазута (он весь израсходован), так и за счет дополнительной добычи нефти (ее ресурсы истощены или настолько дороги, что дополнительная добыча нефти сопоставима с использованием альтернативных моторных топлив).

В первом случае дефицит является следствием плановых и балансовых просчетов, приводящих к ущербу для народного хозяйства, а во втором — является экономической категорией, требующей соизмерения затрат при выборе альтернативных

энергоисточников. Для этого рекомендуется упрощенный способ определения замыкающих оценок путем ранжирования приведенных затрат на производство и применение альтернативных моторных топлив в динамике и построения на этой основе системы приоритетов по годам расчетного периода. Экспертным путем устанавливается техническая возможность и готовность производства к выработке этих топлив, а транспорта — к их использованию. Все топлива выстраивают в ряд по убыванию эффективности, например по мере роста приведенных затрат. Далее оценивают ресурсы для производства топлив в каждом перспективном временном периоде и их долевое участие в общем балансе производства и потребления моторных топлив по народному хозяйству.

При определении сырьевой составляющей приведенных затрат на производство моторных топлив рекомендуется руководствоваться следующими положениями.

Приведенные затраты на добычу и транспорт сырья должны приниматься с учетом планируемой на соответствующий перспективный период структуры топливно-энергетического баланса. При этом удельные капитальные вложения и себестоимость добычи и транспорта сырья рассчитывают на 1 т (1000 м^3) новой мощности, вводимой в данном периоде.

При вариантных расчетах, направленных на обеспечение потребности в моторных топливах за счет углубления переработки нефти на базе имеющихся ресурсов мазута, или дополнительной добычи нефти, или производства альтернативных топлив, мазут должен иметь «нулевую» оценку, так как он получен из уже добытой нефти и затраты на нее уже осуществлены. Таким образом, мазут, вовлекаемый в глубокую переработку и выбывающий из баланса котельно-печных топлив, должен оцениваться по затратам на добычу и транспорт замещающего его топлива — природного газа, угля и др. На ближайший перспективный период в качестве замещающего мазут топлива принят природный газ.

Рассмотрим излагаемые положения на условном примере. Допустим, для удовлетворения потребности в моторном топливе требуется дополнительно увеличить его производство на 10 млн. т. Возможны три варианта обеспечения этой потребности: I — за счет переработки мазута; II — за счет дополнительной добычи нефти; III — за счет организации производства сжатого природного газа. Техничко-экономическое сравнение этих вариантов представлено на стр. 198.

Выход моторных топлив из мазута при принятой технологии составляет 40%, а остальные 60% продуктов его переработки возвращаются в качестве котельно-печного топлива. Выход моторных топлив из нефти — 50%, остальное — мазут (условно в том и другом случае пренебрегаем технологическими потерями).

Для экономической оценки вариантов примем условные значения приведенных затрат: на добычу нефти — 100 руб/т, природного газа — 50 руб/ 1000 м^3 , на получение моторных топлив при переработке мазута —

	I	II	III
Базовый вариант производства и потребления:			
топлив, млн. т	100,0	100,0	100,0
мазута, млн. т	50,0	50,0	50,0
природного газа, млрд. м ³	50,0	50,0	50,0
Дополнительное производство топлив, млн. т	10,0	10,0	10,0
Варианты дополнительного производства топлив за счет:			
переработки мазута, млн. т	25,0	—	—
дополнительной добычи и переработки нефти, млн. т	—	20,0	—
дополнительной добычи и компримирования природного газа, млрд. м ³	—	—	+13,5
Изменение в добыче ресурсов, необходимое для сведения баланса*:			
нефти, млн. т	—	+20,0	—
природного газа, млрд. м ³	+11,7	-11,7	+13,5
Приведенные затраты, млн. руб.:			
на добычу нефти	—	2000,0	—
на добычу природного газа	+585,0	-585,0	+675,0
на переработку и распределение моторных топлив	300,0	150,0	742,5
Итого	885,0	1565,0	1417,5
В том числе на 1 т топлив в нефтяном эквиваленте, руб.	88,5	156,5	141,8

* По варианту I необходима дополнительная добыча газа для компенсации в балансе котельных топлив 10 млн. т моторных топлив, полученных из мазута. По варианту II — наоборот, необходимо снижение добычи газа, так как при дополнительной добыче и переработке 20 млн. т нефти получается 10 млн. т мазута сверх потребности.

30 руб/т, аналогично при переработке нефти — 15 руб/т и компримировании природного газа — 55 руб/1000 м³. При использовании газа в качестве моторного топлива 1 м³ его эквивалентен расходу 1 т безизина, или при пересчете на плотность последнего (740 кг/м³) 1 т безизина соответствует 1350 м³ природного газа. Коэффициент замещения (по теплотворной способности) мазута на газ 1,17, т. е. 1 т мазута по теплоте сгорания соответствует 1170 м³ природного газа.

Как видно, наиболее эффективен вариант переработки мазута, затем производство сжатого природного газа, а вариант дополнительной добычи нефти при затратах, принятых в нашем примере, — менее целесообразный.

Если возможности дальнейшего углубления переработки нефти в рассматриваемом периоде отсутствуют (вследствие истощения ресурсов мазута для его переработки на моторные топлива), приведенные затраты на добычу и транспорт нефти принимаются исходя из показателей добычи нефти по месторождениям, «замыкающим» уровень добычи в этот период, т. е. принимаются по замыкающим затратам. В случае перспективности конкретных месторождений сырья (например, уголь Канско-Ачинского бассейна, природный газ месторождений Западной Сибири и др.) при выполнении расчетов реко-

мендуется использовать приведенные затраты на добычу и транспорт сырья, планируемые на соответствующий период.

Изложенные принципы не исключают возможности региональной оценки затрат на получение альтернативных топлив, предназначенных для локального топливообеспечения в местах добычи (якутский газ, норильский, уренгойский или среднеазиатский газовый конденсат, нефтяной попутный газ и др.).

Общим правилом при определении технико-экономических показателей производства должно быть отнесение всех затрат (капитальных и эксплуатационных) на получение целевой продукции, т. е. моторного топлива (или их компонентов), а в отдельных комплексных процессах и производствах, с учетом их целевой направленности, и на другие продукты — электроудный кокс при коксовании, жидкие парафины при депарафинизации топлив, ароматические углеводороды при комплексной переработке угля и сланцев и т. п. При производстве моторных топлив конечные затраты на товарные топлива определяются суммированием затрат по отдельным стадиям. Техничко-экономические показатели производства альтернативных топлив из различного сырья должны сопоставляться с таковыми при производстве топлив из нефти для сравнения возможных вариантов топливообеспечения (за счет углубления переработки нефти или использования альтернативных моторных топлив).

При определении технико-экономических показателей применения моторных топлив на автомобильном транспорте рекомендуется исходить из следующих положений:

расчеты ведутся по автомобилям-представителям в соответствии с принимаемым вариантом грузоподъемности и энерговооруженности;

расчеты выполняются для одинаковых условий эксплуатации автомобилей и равных объемов выполняемой транспортной работы по сравниваемым вариантам;

за базу принимаются технико-экономические показатели автомобилей в условиях использования штатного нефтяного топлива — бензина, дизельного топлива.

Суммарные приведенные затраты на применение моторных топлив на транспорте включают:

затраты на производство автомобиля с учетом его конструктивных изменений, обусловленных спецификой применения альтернативных топлив;

затраты на создание системы хранения и распределения топлив, включая средства заправки (стационарные и передвижные АЗС, АГНКС и АГНС) и их эксплуатацию;

затраты на эксплуатацию автомобиля (без стоимости топлива) с учетом изменения технико-эксплуатационных показателей использования автомобиля, связанных с качеством и особенностями применения альтернативных топлив;

затраты на создание и реконструкцию производственно-технической базы эксплуатации автомобилей, машин и механизмов.

Для комплексной оценки сравнительной эффективности производства и применения моторных топлив, получаемых из различных видов сырья, рекомендуется дополнительно включать показатели эффективности по энергетическому и экологическому критериям. В качестве показателя энергетической эффективности использования моторных топлив предлагается общий коэффициент полезного использования (к. п. и.) энергии η_a в процессе их производства и применения:

$$\eta_a = \eta_{пт} \eta_{нт}, \quad \eta_{пт} = Q_t / (Q_c + Q_a), \quad \eta_{нт} = \eta_a \eta_{гр},$$

где $\eta_{пт}$, $\eta_{нт}$ — к. п. д. процесса производства и использования топлива; Q_t — низшая теплота сгорания полезных продуктов (топлив), получаемых в процессе переработки сырья в моторные топлива, ГДж/т (или 1000 м³); Q_c — низшая теплота сгорания исходного сырья, ГДж/т (или 1000 м³); Q_a — низшая теплота сгорания всех видов энергии, используемой в процессе (включая энергию, необходимую для получения водорода, кислорода и т. п. на вспомогательных установках), ГДж; η_a — к. п. д. автомобиля; $\eta_{гр}$ — коэффициент корректировки номинальной грузоподъемности автомобиля при изменении массы топливной системы.

Расчет коэффициента η_a рекомендуется приводить на единицу массы топлива.

Экологическую эффективность применения моторных топлив можно оценивать по экономическому результату, т. е. по изменению (увеличению или уменьшению) годового экономического ущерба от загрязнения окружающей среды за счет изменения суммарного выброса вредных веществ при производстве и применении нефтяных и альтернативных топлив. При использовании альтернативных моторных топлив суммарный выброс вредных веществ определяется с учетом количества замещаемого нефтяного топлива.

Годовой экономический ущерб, причиняемый воздействием загрязняющих примесей на окружающую среду, оценивается укрупненно в зависимости от массы и видов выбрасываемых веществ и от других факторов в соответствии с рекомендациями действующей методики [184]. Содержание вредных веществ, выбрасываемых автомобильным транспортом (оксид углерода, углеводороды, оксиды азота), определяется в зависимости от пробега автомобилей, удельного выброса, технического состояния автомобилей и других факторов [185].

Рассматриваемые методические положения предназначены для оценки народнохозяйственной эффективности производства и применения моторных топлив из различных видов сырья на основе приведенных затрат. Отраслевая (хозрасчетная) эффективность использования различных моторных топлив на автомобильном транспорте может быть определена на основании дей-

ствующих методик с использованием соответствующих оптовых цен на подвижный состав и топливо.

Проиллюстрируем изложенные методические положения на условном примере. Допустим, для какого-то планируемого периода возникла необходимость в дополнительном грузообороте в 1 млрд. т·км. Допустим, что этот грузооборот будет выполнен автомобилями-фургонами ЗИЛ-130, работающими на бензине (ЗИЛ-130-80), сжиженном пропан-бутане (ЗИЛ-138) и сжатом природном газе (ЗИЛ-138А). Исходя из технических характеристик этих автомобилей, приведенных в главе 4, при использовании сжатого газа вследствие потери грузоподъемности и меньшей энерговооруженности по запасу хода (более частые поездки на заправку и увеличение холостого пробега), грузовая работа и годовой пробег ЗИЛ-138А будут отличны от таковых для автомобилей ЗИЛ-130-80 и ЗИЛ-138. Вначале необходимо определить годовой пробег этих автомобилей и выполняемую ими работу согласно соответствующей нормативно-технической документации, применяемой на автомобильном транспорте. По отраслевым инструкциям и методикам вычисляются средняя техническая скорость, суточный пробег и коэффициенты пробега с грузом, использования грузоподъемности, выхода автомобиля на линию, нормы расхода топлива и другие технико-эксплуатационные и экономические показатели, результаты которых будут использованы в расчетах.

Для расчета расхода топлива и числа автомобилей, необходимых для выполнения указанной грузовой работы в 1 млрд. т·км, в качестве исходных данных принимаются следующие технико-эксплуатационные показатели автомобилей при работе на различном топливе:

	Бензин	Пропан-бутан	Сжатый газ
Годовой пробег автомобиля, тыс. км	39,5	39,5	42,1
Годовая производительность автомобиля, тыс. т·км	129,8	129,8	117,9
Годовой расход топлива на автомобиль, т (тыс. м³)	12,4	11,4	(17,0)
Число автомобилей для выполнения грузооборота в 1 млрд. т·км, шт.	7704	7704	8482
Годовой расход топлива на выполнение грузооборота в 1 млрд. т·км, тыс. т (млн. м³)	95,5	87,8	(144,2)

Следует отметить, что эти данные характерны только для рассматриваемого примера, так как годовой пробег и грузоподъемность зависят от типа автомобилей, класса и партионности грузов, характера перевозок (городские, пригородные, междугородные и т. п.). Повышенный расход топлива на автомобиле, работающем на сжатом природном газе, объясняется тем, что в существующих двигателях автомобилей ЗИЛ-130 со-

степенью сжатия 6,5 не в полной мере используются положительные свойства природного газа как моторного топлива. Имеются сведения, что при использовании двигателя со степенью сжатия 8 удельный расход сжатого газа снизится примерно на 12%. На автомобиле ЗИЛ-138, использующем пропан-бутан, степень сжатия двигателя составляет 8. В результате разработки специального газового двигателя можно довести степень сжатия до 12, что приведет к снижению удельного расхода природного газа и повышению энерговооруженности газового автомобиля по запасу хода и увеличению пробега между заправками. Для действующих автомобилей (применительно к рассматриваемому примеру) при определении потребности в заправочных станциях, исходя из суточного расхода топлива и энерговооруженности (запаса топлива на борту автомобиля), примем следующие исходные данные автомобилей ЗИЛ, работающих на разном топливе:

	Бензин	Пропан-бутан	Сжатый газ
Число рабочих суток	248,2	248,2	248,2
Среднесуточный пробег, км	159,0	159,0	170,0
Расход топлива, л/сут ($\text{м}^3/\text{сут}$)	65,0	86,7	(68,4)
Запас топлива на борту автомобиля:			
бензина, л	170	10	170
сжиженного пропан-бутана, л	—	225	—
сжатого газа, л	—	—	400*
Пробег на одной заправке (по основному топливу), сут	2,6	2,6	1,3

* Соответствует 100 м^3 природного газа при атмосферном давлении.

Суточная производительность существующих и проектируемых заправочных станций составляет 600 и 300 заправок бензином и сжиженным газом, автогазонаполнительных компрессорных станций — от 500 до 75 заправок. Техничко-экономические показатели каждой заправочной станции зависят от их мощности. Например, капитальные вложения в бензиновую АЗС мощностью 600 и 300 заправок составляют от 240 до 180 тыс. руб., в станцию для заправки сжатым природным газом на 500 и 250 заправок — от 1,9 до 1,3 млн. руб.; кроме того, затраты на их строительство могут меняться от условий привязки.

Оптимальная мощность заправочных станций выбирается исходя из плотности и концентрации автомобильного парка, выбора расстояний от автохозяйств и рабочих маршрутов автомобилей с целью максимального сокращения холостых пробегов на заправку. При размещении компрессорных станций учитываются расстояния от газовых сетей и рабочие давления газа в них, а также наличие и перспективы роста парка газобаллонных автомобилей. Таким образом, размещение автозаправочных

станций и выбор их мощности существенно влияют на технико-экономические показатели эксплуатации как автомобильного транспорта, так и самих автозаправочных станций. Просчеты и недоучет рассматриваемых выше факторов при размещении уже построенных автогазонаполнительных компрессорных станций по заправке сжатым газом привели к тому, что их мощности в среднем используются на 26—28%, а отпуск газа потребителям для большинства станций является убыточным.

В рассматриваемом примере примем, что по концентрации автомобильного парка 40% автомобилей должны обслуживаться автозаправочными и автогазонаполнительными станциями по 600 заправок в сутки, для автогазокомпрессорных станций по заправке сжатым газом — 500 заправок в сутки, а остальные 60% автомобилей — соответственно станциями по 300 и 250 заправок в сутки. Для расчетного парка в 7704 автомобиля, использующих бензин или пропан-бутан, потребуется две станции на 600 заправок (число управляемых автомобилей — 3120, или 40,4% общего парка) и 6 станций на 300 заправок. Соответственно для заправки 8482 автомобилей на сжатом газе и принятой частоте заправок (1,3 раза в сутки) потребуется 5 автогазокомпрессорных станций (число обслуживаемых автомобилей одной станцией: $500 \cdot 1,3 = 650$) и 14 станций на 250 заправок в сутки.

На автогазонаполнительных компрессорных станциях по заправке сжатым газом совмещены производственные и снабженческие функции — технологические операции по приготовлению товарного сжатого газа из сырого природного газа, поступающего на эти станции, и распределению его — заправкой в газобаллонные автомобили. Этим они принципиально отличаются от автозаправочных станций по заправке нефтяным топливом и сжиженным пропан-бутаном, куда поступают товарные продукты, готовые к использованию, и функцией автозаправочной станции является только снабженческо-распределительная. Эти различия определяют и уровень технико-экономических показателей станций. Поэтому для сопоставимости затрат по всему циклу энергообеспечения необходимо по вариантам снабжения транспорта нефтяными топливами и сжиженным пропан-бутаном рассматривать технико-экономические показатели их переработки, а также затраты на добычу сырья — нефти и газа. Предварительно определим основные технико-экономические показатели — капитальные, эксплуатационные и приведенные затраты в эксплуатацию автомобилей и их заправку топливом по указанным вариантам.

Приведенные затраты на производство грузовых автомобилей в автомобильной промышленности примерно соответствуют их оптовым ценам; последние же для автотранспортных предприятий являются капитальными затратами на приобретение

подвижного состава. Таким образом, оптовые цены на автомобиль могут быть приняты в качестве капитальных вложений. Для эксплуатации автомобильного транспорта необходимы капитальные вложения в гаражи, которые в случае эксплуатации газовых автомобилей следует оборудовать специальной вентиляцией. При эксплуатации газобаллонных автомобилей увеличиваются амортизационные отчисления пропорционально росту стоимости автомобиля, затраты на текущий ремонт и обслуживание газовой аппаратуры, а также изменяются некоторые другие статьи затрат (см. раздел 5.2). В целом текущие затраты на эксплуатацию газовых автомобилей по сравнению с бензиновыми аналогами возрастают. Ниже приведены (в соответствии с выполненными расчетами) основные технико-экономические показатели разных модификаций автомобилей ЗИЛ-130 на различном топливе:

	Бензин	Пропан-бутан	Сжатый газ
Цена автомобиля (капитальные вложения К), руб.	4850	5620	6142
Годовые эксплуатационные затраты на автомобиль Э (без затрат на топливо), руб.	7320	7516	8058
Приведенные затраты П, руб. (при $E_n=0,15$)	8048	8359	8979

Автомобиль, работающий на сжатом газе, выполняет меньшую грузовую работу по сравнению с автомобилями, использующими бензин и пропан-бутан, в связи с чем необходимо больше таких автомобилей. Для оценки полных капитальных, эксплуатационных и приведенных затрат на выполнение грузооборота в объеме 1 млрд. т·км в соответствии с условиями нашего примера нужно определить затраты на весь парк автомобилей. В зависимости от используемого вида топлива и числа автомобилей эти затраты в расчете на 1 млрд. т·км составят, в млн. руб.:

Топливо	К	Э	П
Бензин	37,4	56,4	62,0
Сжиженный пропан-бутан	43,3	57,9	64,4
Сжатый природный газ	52,1	68,3	76,1

Капитальные вложения в производственно-техническую базу на одно стояночное место составляют для бензинового автомобиля около 4 тыс. руб., а для автомобилей, использующих пропан-бутан и сжатый газ, — на 0,7—1,0 тыс. руб. больше.

В системе транспорта, хранения и распределения топлива при использовании газовых топлив происходит также увеличе-

ние затрат по сравнению с использованием нефтяных. Это наглядно иллюстрируется следующими данными по капитальным вложениям в строительство (числитель) и эксплуатационным затратам (знаменатель) заправочных станций для различных топлив:

	Бензин	Пропан-бутан	Сжатый газ
Капитальные вложения в заправочные станции (эксплуатационные затраты), тыс. руб.:			
на 600 заправок	240/40	320/52	—
на 500 заправок	—	—	1900/370
на 300 заправок	180/34	220/41	—
на 250 заправок	—	—	1300/275
В среднем на один автомобиль по рассматриваемым вариантам, руб.	202/37	269/45	3265/672
Приведенные затраты в среднем на один автомобиль по рассматриваемым вариантам, руб. (при $E_n=0,15$)	67	85	1162

Кажется, что затраты на заправку автомобилей сжатым природным газом очень велики по сравнению с нефтяным топливом и сжиженным пропан-бутаном. Однако не следует забывать, что в наших расчетах не учтены затраты на транспорт и хранение нефтепродуктов и сжиженного газа, а также затраты на их производство на нефте- и газоперерабатывающих заводах. При производстве сжатого газа на автогазонаполнительной компрессорной станции функции производства и распределения топлива совмещены, а заправка автомобиля осуществляется на станции. При производстве же нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов транспортно-распределительные схемы выглядят следующим образом: НПЗ или ГПЗ → транспорт продуктов (железная дорога, продуктопровод, речной флот или автомобиль) → нефтебаза или кустовая база сжиженного газа → → транспорт до заправочной станции (преимущественно автомобильный). Такая транспортно-распределительная сеть в определенной степени сформировалась для нефтепродуктов (хотя число заправочных станций для автомобилей явно недостаточно). Для сжиженных же газов необходимо строительство сливно-наливных эстакад, кустовых баз с резервуарным хозяйством, создание необходимого парка подвижного железнодорожного и автомобильного состава (цистерн для перевозок пропан-бутана), передвижных автогазозаправщиков. В связи с этим капитальные и эксплуатационные затраты в развитие такой инфраструктуры для использования сжиженного пропан-бутана в качестве моторного топлива будут выше, чем при использовании нефтяных топлив, и ориентировочно оцениваются следующими цифрами (сверх приведенных выше цифр по заправочным станциям):

	К	Э	П
Бензин, руб.:			
на 1 т	20	7	10
на 1 автомо- биль	248	87	124
Пропан-бутан, руб.:			
на 1 т	50	18	26
на 1 автомо- биль	570	205	291

Теперь необходимо учесть затраты на добычу, транспорт и переработку нефти и газа. Для рассматриваемого условного планового периода затраты на добычу и транспорт нефти и природного газа таковы:

	К	Э	П
Нефть, руб/т	200	25	55
Природный газ, руб/1000 м³	125	13	32

Затраты на получение моторных топлив при комплексной переработке нефти определены исходя из комбинированных схем ЛК-6, включающей атмосферную перегонку нефти, каталитический риформинг бензина, гидроочистку среднестиллятных топлив и газодифракционирование, и КТ-4, в составе которой вакуумная перегонка мазута, гидроочистка вакуумного газойля, каталитический крекинг с газодифракционированием и висбрекинг гудрона. Выход моторных топлив при такой схеме переработки может достигать 65% на нефть.

Методы разнесения затрат на сжиженный пропан-бутан и другие продукты, получаемые при комплексной переработке нефти, попутного нефтяного и природного газов, различны. Влияние различных факторов технико-экономических показателей на получение сжиженного газа рассмотрено в разделе 5.2. Приводимые же ниже затраты на получение сжиженного газа из нефтяного и природного газа даны с учетом сырьевой составляющей, но носят ориентировочный характер. С учетом сказанного затраты на получение моторных топлив из нефти и сжиженного пропан-бутана составят (руб/т):

	К	Э	П
Нефтяные моторные топлива	65	13	23
Пропан-бутан	150—200	40—50	63—80

Для последующих расчетов примем нижнюю границу затрат на получение сжиженного пропан-бутана. Технико-экономические показатели полного цикла топливообеспечения автомобильного транспорта — от добычи до заправки и использования топлива на автомобиле в соответствии с излагаемой методикой представлены в табл. 5.1 (годовой объем работы при использовании всех топлив — 1 млрд. т·км).

Таблица 5.1. Технико-экономические показатели топливообеспечения автомобильного транспорта различными видами топлив*

Показатель	Бензин	Пропан-бутан	Сжатый газ
Годовой объем работы одним автомобилем, тыс. т·км	129,80/—	129,80/—	117,90/—
Число автомобилей для выполнения годового объема работы, шт.	—/7704	—/7704	—/8482
Годовой расход топлива, т (тыс. м³)	12,40/95500	11,40/87800	(17,00/144000)
Затраты на автомобильный транспорт, тыс. руб.:			
К	4,85/37364	5,62/42296	6,14/52079
Э (без топлива)	7,32/56393	7,52/57934	8,06/68365
П	8,05/62017	8,36/64405	8,98/76168
Затраты на транспорт, хранение и распределение топлива, тыс. руб.:			
К	0,45/3467	0,84/6471	3,26/27651
Э	0,12/924	0,25/1926	0,67/5683
П	0,19/1464	0,38/2928	1,16/9839
Затраты на переработку и получение моторных топлив, тыс. руб.:			
К	0,81/6240	1,71/13174	—
Э	0,16/1233	0,46/3544	—
П	0,29/2234	0,72/5547	—
Затраты на добычу и транспорт сырья, тыс. руб.:			
К	2,48/19106	—	2,13/18067
Э	0,31/2388	—	0,22/1866
П	0,68/5239	—	0,54/4580
Затраты общие, тыс. руб.:			
капитальные вложения	8,54/66177	8,17/62941	11,53/97797
эксплуатационные расходы	7,91/60938	8,23/63404	8,95/75914
приведенные затраты	9,21/70954	9,46/72880	10,68/90587

* В числителе данные при использовании топлива на 1 автомобиль, в знаменателе — на годовой объем работы.

Расчет на одинаковую транспортную работу наглядно позволяет оценить преимущества и недостатки того или иного топлива по отношению к нефтяному. Безусловно, эти выводы правомерны для сравниваемых типов автомобилей. При изменении условий эксплуатации, грузоподъемности и других марок автомобилей результаты расчетов будут иными.

Для технико-экономического анализа эффективности использования альтернативных топлив по отношению к нефтяному наглядным является отнесение полных годовых приведенных затрат на производство и применение этих топлив на годовой

расход бензина. Результаты такого расчета по данным, представленным в табл. 5.1 (в руб. на 1 т замещающего нефтяного топлива — бензина) таковы:

	Бензин	Пропан-бутан	Сжатый газ
Полные приведенные затраты	743	763	949
в том числе:			
на автомобиль	649	674	798
на производство, распределение, хранение, транспорт и добычу топлива	94	89	151

Таким образом, по народнохозяйственной эффективности, оцениваемой по минимальным приведенным затратам на выполнение одинаковой потребности в транспортной работе, лучшие показатели имеет бензин из нефти, несколько уступает ему пропан-бутан и значительно хуже сжатый природный газ.

Оценим теперь хозяйственную эффективность использования сравниваемых топлив при действующих оптовых ценах на бензин 195 руб/т, сжиженный пропан-бутан 98 руб/т и сжатый природный газ 65 руб/1000 м³. В этих ценах учтены все затраты, связанные с добычей, транспортом, переработкой, хранением и распределением топлив, поэтому к затратам на эксплуатацию автомобилей, по данным табл. 5.1, добавим затраты на приобретение топлива исходя из его расхода, что даст результаты, представленные в табл. 5.2.

Если рассматривать приведенные затраты с учетом цены на топливо, применение пропан-бутана даст эффект на один автомобиль по отношению к бензиновому аналогу 990 руб. (10470—9480). По этому же принципу один автомобиль на сжатом газе даст эффект в размере 380 руб. Однако газобаллонный автомобиль на сжатом газе выполняет меньшую работу по сравнению с бензиновым, и фактическая эффективность его равна разнице

Таблица 5.2. Хозяйственная эффективность использования различных видов топлива на автомобильном транспорте, тыс. руб.*

Затраты	Бензин	Пропан-бутан	Сжатый газ
Капитальные вложения	4,85/37364	5,62/43296	6,14/52079
Эксплуатационные затраты	9,74/75037	8,64/66553	9,17/77725
в том числе затраты на топливо	2,42/18644	1,12/8629	1,11/9360
Приведенные затраты	10,47/80642	9,48/73047	10,09/85592

* В числителе данные при использовании топлива на 1 автомобиль, в знаменателе — на годовой объем работы.

между полными затратами на выполнение одинаковой грузовой работы бензиновым и газовым автомобилем (80642—85592) тыс. руб., деленной на число газовых автомобилей — 8482, что даст отрицательный эффект в размере 584 руб. Таким образом, ущерб от использования каждой 1000 м³ сжатого газа при эксплуатации газобаллонных автомобилей составляет 34,4 руб. даже при разнице в цене бензина и сжатого газа, составляющей 130 руб. Отсюда следует, что для обеспечения равноэффективной работы автомобилей, работающих на бензине и сжатом газе, при сохранении цены на бензин в размере 195 руб/т цена на газ должна составлять 30,6 руб/1000 м³ и, наоборот, при сохранении цены на газ в 65 руб/1000 м³ цена на бензин, исходя из коэффициента замещения его газом (144 млн. м³/95,5 тыс. т=1,51), должна составить 247 руб/т (195+34,4·1,51).

Следовательно, при внедрении альтернативных топлив и создании материальной заинтересованности в их использовании в условиях хозяйственного расчета необходимо гибкое регулирование цен на взаимозаменяемые виды топлива с учетом потребительского эффекта.

Оценим рассматриваемые варианты использования взаимозаменяемых топлив по энергетическому критерию, т. е. максимальному коэффициенту полезного использования первичной энергии (нефти и газа) на конечной стадии потребления с учетом энергетических затрат, связанных с преобразованием первичной энергии в энергоносители — моторные топлива, как это предложено выше. В соответствии с выполненными расчетами результаты для рассмотренных топлив можно представить следующим образом (на 1 млрд. т·км грузовой работы):

	Бензин	Пропан-бутан	Сжатый газ
Расход топлива:			
тыс. т	95,5	87,8	—
млн. м ³	—	—	144,0
в энергетическом эквиваленте, ГДж	4202	4039	4939
Расход энергии на добычу, транспорт, хранение, переработку и распределение топлива, тыс. ГДж	848	2020	1531
Общий расход энергии, тыс. ГДж	5050	6059	6470
Коэффициент полезного использования энергии	0,83	0,67	0,76
Эффективный к. п. д. автомобиля	0,22	0,24	0,19—0,21*
Суммарный коэффициент полезного использования энергии	0,18	0,16	0,14—0,16

* При повышении степени сжатия двигателя до 8.

Расход энергии на 1 т·км выполняемой грузовой работы составит для автомобилей, работающих на бензине, пропан-бута-

не и сжатом газе (округленно) 5,1, 6,1 и 6,5 МДж/(т·км) соответственно. Следовательно, при использовании пропан-бутана и сжатого газа расход энергии на единицу транспортной работы возрастает по сравнению с бензином на 20 и 27% соответственно. Таким образом, по народнохозяйственной экономической и энергетической эффективности использование нефтяных топлив наиболее рационально. В разделе 5.2 проведено сравнение нефтяного топлива с другими альтернативными энергоносителями. Экологическая оценка применения нефтяных и альтернативных моторных топлив, как третья слагаемая эффективности возможных вариантов топливообеспечения двигателей внутреннего сгорания, рассматривается в главе 6.

5.2. ЭКОНОМИКА ПРОИЗВОДСТВА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ

Для экономики производства альтернативных моторных топлив определяющими факторами являются следующие:

физико-химические свойства, агрегатное состояние и стоимость исходного сырья;

теоретический термический к.п.д. процесса и его реальная энергетическая эффективность;

жесткость требований к конструкционным материалам, оборудованию и аппаратурному оформлению (определяется условиями процесса — температурой, давлением, наличием коррозии, эрозии и др.);

расход катализаторов, реагентов, энергетических ресурсов, воды;

сложность и трудоемкость эксплуатационного и ремонтного обслуживания;

район добычи сырья и строительства предприятия по его переработке, что связано с требованиями по созданию инфраструктуры, включая мероприятия по охране окружающей среды.

Проектируемые (расчетные) значения себестоимости, капитальных и трудовых затрат являются, по сути дела, производными всех рассматриваемых факторов, т. е. количественным и качественным суммированием всех технико-эксплуатационных и экологических параметров процессов производства альтернативных топлив, приведенных к единой стоимостной оценке.

Физико-химические характеристики и агрегатное состояние перерабатываемого сырья предопределяют технологию и технико-экономические показатели их получения. На получение моторных топлив из твердых горючих ископаемых — угля, сланцев, битуминозных пород — требуются значительно более высокие затраты, чем на получение их из нефти. При использовании твердого сырья возникает необходимость в дополнительных стадиях подготовки его к переработке (экстракции битума из песка или смолы из сланцев, дроблении, сушке, по-

моле угля), получении синтетической нефти (термической деструкцией из сланцев и битуминозных песков или жидкофазной гидрогенизацией из углей) с последующим облагораживанием этой нефти или ее дистиллятов. Таким образом, при переработке жидкого и твердого альтернативного сырья широко применяются каталитические гидрогенизационные процессы, протекающие под давлением 10—30 МПа, что обуславливает сложность технологических схем и высокие капитальные и эксплуатационные затраты на получение моторных топлив. Технико-экономические показатели переработки твердых видов сырья с получением синтетической нефти приведены ниже [186]:

	Битумные пески	Сланцы	Уголь (про- цесс «Н-Со- al»)
Мощность, млн. т в год	5,0	2,5	2,5
Расход водорода, м ³ /м ³	185	281	1092
Капитальные затраты, млн. долл.	2525	2050	2195
на 1 т мощности, долл.	505	820	878
Издержки производства плюс 15% прибыли, долл./м ³ н.э.	189	239	314

Оценка процесса переработки битуминозных песков сделана на основании данных о работе установки "Syncrude" (Канада). Для оценки процесса переработки сланцев рассматривался процесс Tosco-II (при переработке сланцев с содержанием смолы 132 л/т). Оценка процесса переработки угля производилась по показателям процесса прямого ожижения угля "H-Coal". Принятые в оценках экономические показатели будут характерны, по прогнозу, для условий США в конце 80-х годов.

В работе [187] представлено технико-экономическое сравнение переработки смеси аравийской нефти (65% легких и 35% тяжелых нефтей) с альтернативными видами сырья — тяжелой босканской нефтью и синтетической нефтью, полученной из угля (угольный дистиллят) и сланцев (сланцевая смола). Материальные балансы переработки этих видов сырья приведены в табл. 5.3.

Для обеспечения приведенных в таблице выходов продуктов потребовались специальные процессы переработки. Так, для переработки гудрона аравийской нефти использовали процесс деасфальтизации растворителем с последующим направлением деасфальтизата в смеси с вакуумным газойлем на установку гидрокрекинга. Мазут тяжелой босканской нефти поступал на установку «Ауробон» фирмы UOP, и продукт этого процесса, выкипающий при >232 °C, подвергался гидрокрекингу. Схема переработки легких дистиллятов была традиционной для нефтеперерабатывающего предприятия.

Продукт процесса "H-Coal" фракционировали последовательно в трех ректификационных колоннах. В первой отбирали фракцию C₄—C₆ и подвергали ее гидроочистке для удаления азота, серы и насыщения олефинов. Бензиновую и среднюю дистиллятную фракции разделяли во второй колонне, затем бензиновую фракцию этой колонны подвергали двухступенчатой гидроочистке в жестком режиме и последующему риформингу. Часть дистиллятной фракции поступала в третью колонну, верхний погон которой после гидроочистки поступал на компаундирование бензина, а остаток смешивали с неиспользованной частью дистиллята из второй колонны и подавали на гидрокрекинг.

Таблица 5.3. Материальный баланс переработки различных видов сырья [% (масс.) на сырье]

Продукт	Смесь ара- вийских неф- тей	Босканская нефть	Синтетическая нефть	
			из угля	из сланцев
Сжиженный газ	6,97	4,88	3,46	—
Неэтилированные бензи- ны	50,42	45,76	54,44	9,20
Реактивное топливо	—	—	—	67,30
Дизельное топливо	—	—	—	4,70
Котельное топливо:				
№ 2	27,57	26,42	31,98	—
№ 6	0,36	—	—	—
Сера	1,98	5,64	0,14	0,60
Итого	87,30	82,70	90,02	81,80
Продукты для завод- ских энергетических нужд	10,63	5,07	6,42	7,15
Неиспользованные отхо- ды и потери	2,07	12,23	3,56	11,05
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00

Сланцевую смолу обессоливали, обезвоживали и направляли на гидроочистку для стабилизации и удаления мышьяка. Гидроочищенное сырье после деазотирования поступало на гидрокрекинг, где после фракционирования получали тяжелый бензин, который направляли на риформинг, реактивное и дизельное топливо.

Технико-экономическое сопоставление рассматриваемых схем проводили применительно к заводу мощностью 5 млн. т в год. В табл. 5.4 представлены технико-экономические показатели переработки нефтяного и синтетического сырья по полной схеме, включая процессы получения синтетической нефти, ее разделения и облагораживания получаемых продуктов, по данным [186, 187]. В соответствии с ранее выполненными расчетами [61] удельные капитальные вложения на получение синтетической нефти из битуминозных песков Канады определились в 505 долл/м³, а себестоимость переработки — около 246 долл/м³ при расходе водорода 2,8% (масс.) на сырье.

Приведенные данные позволяют проследить зависимость технико-экономических показателей и расхода водорода от физико-химических свойств и агрегатного состояния перерабатываемого сырья. Так, по сравнению с переработкой смеси аравийских нефтей при переработке тяжелых нефтей расход водорода увеличивается в 2,5 раза, удельные капитальные вложения — в 1,5 раза, себестоимость — примерно в 2 раза. При переработке битуминозных нефтей эти показатели увеличиваются в 3,4, 2,25 и 2,5 раза, при переработке горючих сланцев — в 3,2, 4,8 и

Таблица 5.4. Технико-экономические показатели производства товарных продуктов при переработке нефтяного и синтетического сырья*

Показатель	Аравийская нефть	Босканская нефть	Синтетическая нефть	
			из угля	из сланцев
Капитальные вложения, млн. долл.	1119,0	1538,0	5244,0	5363,0
в том числе:				
на получение синтетиче- ской нефти	—	—	4390,0	4100,0
на переработку нефти	1119,0	1538,0	854,0	1263,0
Удельные капитальные вло- жения, долл/м ³ сырья	224,0	308,0	1048,0	1073,0
Стоимость 1 м ³ нефти, долл.	31,5	57,9	314,0	239,0
Удельные затраты на перера- ботку 1 м ³ нефти, долл.	66,7	134,6	53,4	80,5
Общая стоимость переработ- ки 1 м ³ сырья в товарную про- дукцию, долл.	98,2	192,5	367,4	319,5
Расход водорода, % (масс.) на сырье	0,82	2,20	5,45	2,60

* Виды сырья те же, что и в табл. 5.3.

3,3 раза, а при переработке угля — в 6,6, 4,7 и 3,7 раза соответственно. Следует отметить, что точность оценки технико-экономических показателей производства синтетических топлив составляет, по разным предположениям, от 10 до 20% [186].

Кроме рассмотренных процессов и видов сырья синтетические топлива можно получать на базе синтез-газа. Технико-экономические показатели производства синтетических топлив из синтез-газа (сырье — иллинойский уголь) приведены в табл. 5.5 [186].

Очевидно, переработка альтернативного сырья может конкурировать с переработкой традиционных нефтей при стоимости

Таблица 5.5. Технико-экономические показатели производства синтетических топлив из синтез-газа*

Продукт	Процесс	Мощность завода, млн. т в год	Капитальные вложения		Издержки производ- ства + 15% прибыли, цент/л
			полные, млн. долл	удельные, долл/т	
Метанол	«Lurgi»	5,0	2650,0	530,0	19,8
Бензин	«Mobil»	2,5	2875,0	1150,0	39,7
Бензин и ди- зельное топливо	SASOL	2,25	3020,0	1342,0	51,6

* При оценке приведенных показателей необходимо учесть, что на период выполнения расчета стоимость нефтяного бензина составляла 24—26 цент/л, а для замещения 1 л бензина требуется примерно 1,7—2,0 л метанола.

такого сырья ниже стоимости нефти. В работе [188] отмечается рентабельность известных методов переработки угля в синтетические моторные топлива (газификации с получением синтез-газа и последующим синтезом углеводородов по методу Фишера — Тропша или метанола с дальнейшим превращением его в углеводороды по процессу «Mobil», жидкофазного гидроожижения углей и переработкой полученной синтетической нефти) при цене на уголь 30—50 долл/т и цене на нефть 250—300 долл/т. При такой же цене на нефть и цене на газ не выше 2,37 долл/ГДж экономически рентабельной может оказаться переработка природного газа в бензин по процессу «Mobil». Физико-химические свойства сырья и технология его переработки определяют термический к. п. д. процессов получения моторных топлив. Как правило, при использовании менее «благородного» с точки зрения содержания гетероатомных соединений и соотношения С:Н сырья термический к. п. д. процессов получения моторных топлив снижается в связи с увеличением расхода сырья и необходимостью подвода значительных количеств энергии в виде технологического топлива, тепло- и электроэнергии, охлаждающей воды. Другими словами, получение высококачественного энергоносителя из низкокачественного требует значительных затрат энергии на ее концентрирование. В конечном счете эти качественные изменения ведут к росту затрат на производство моторных топлив, причем эти изменения коррелируют между собой. Ниже приведены к. п. д. процессов (%) производства альтернативных топлив из различного сырья как по расчетам авторов, так и по данным [189]:

Бензин:		Метанол:	
нефтяной	85—88	из угля	43
из сланцев	63	из природного газа	54
жидкофазной гидрогенизации угля	52—65	из биомассы	25
по процессу Фишера—Тропша из угля	37	Этанол из биомассы	35
по процессу «Mobil» из угля	37	Природный газ, сжатый до 20 МПа	85—90

Зная энергетический к. п. д., можно (с определенной условностью) определить стоимость сырьевой составляющей процесса производства топлива. Например, на европейском рынке в начале 1980-х годов стоимость нефти составляла 180 долл/т у. т., а угля — 70—80 долл/т у. т. Приняв к. п. д. процесса жидкофазной гидрогенизации угля для получения моторных топлив равным 0,55, можно рассчитать, что расход угля на получение 1 т у. т. моторных топлив составит около 2,7 т у. т. при общих затратах соответственно 189—216 долл/т у. т. моторных топлив против 1,1 т у. т. расхода нефти (при к. п. д. = 88) и затратах соответственно равных 205 долл/т у. т. моторных топлив. Если учесть эксплуатационные затраты на получение синтетической

нефти из угля и ее переработку (см. табл. 5.4), значительно превышающие издержки по переработке обычной нефти, становится очевидной экономическая неэффективность получения синтетических топлив из угля (даже с учетом достаточно высокой технической готовности технологии к внедрению, например в ФРГ). Вместе с тем по мере увеличения разрыва в ценах на нефть и уголь более высокие затраты на получение моторных топлив из угля могут быть компенсированы разностью в стоимости сырьевой составляющей.

С этой целью выполнен экономический анализ условий, обеспечивающих равноэффективное производство моторных топлив из угля и нефти. Техничко-экономические показатели производства синтетических жидких топлив из угля принимались по технологии ИГИ при переработке угля Канско-Ачинского бассейна с теплотой сгорания 14,6 ГДж/т. Энергетический к. п. д. производства варьировался в диапазоне 50—60%. В качестве источника получения нефтяных моторных топлив принимался мазут с переработкой его в моторные топлива с использованием современной гидрокаталитической технологии нефтепереработки (схемы ее рассмотрены в главе 2). Энергетический к. п. д. производства моторных топлив из мазута принимался равным 88%. Оценка стоимости нефти, угля, моторных топлив и затрат на их получение осуществлялась по приведенным затратам. На рис. 5.2 показана зависимость затрат на уголь от затрат на нефть при условии равенства приведенных затрат на моторные топлива, получаемые из этих видов сырья. Как видно, минимальные приведенные затраты на нефть, при которых целесообразна организация производства синтетических жидких топлив из угля, составляют 176 руб/т. Чтобы обеспечить равноэффективные затраты на производство моторных топлив в размере 238 руб/т, приведенные затраты на добычу угля не должны превышать 3 руб/т (при к. п. д. = 55%).

Удельная теплота сгорания 1 т нефти, угля и моторных топлив различна, и на рис. 5.3 показана зависимость затрат на получение моторных топлив от стоимости нефти и угля в расчете на эквивалентное количество энергии — 1 ГДж.

В соответствии с выполненными расчетами приведенные затраты на переработку угля в моторные топлива процессом прямой гидрогенизации примерно в 6 раз выше, чем при получении моторных топлив из мазута (без стоимости сырьевой составляющей). Для компенсации этой разницы стоимости угля (см. рис. 5.2 и 5.3) должна быть намного ниже стоимости нефти. Полученные результаты совпадают с зарубежными данными, согласно которым текущие издержки производства синтетических моторных топлив из угля в 2—3 раза выше затрат на получение моторных топлив из нефти. На конференции ООН по новым и возобновляемым источникам энергии (г. Найроби,

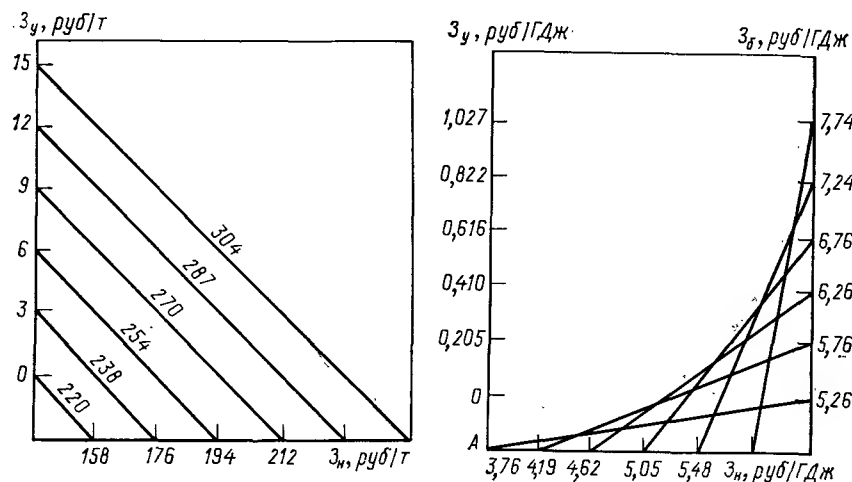


Рис. 5.2. Соотношение между приведенными затратами на уголь Z_u и нефть Z_n при условии равноэффективной стоимости производства моторных топлив:

Цифры на линиях — приведенные затраты на производство моторных топлив

Рис. 5.3. Приведенные затраты на получение моторных топлив Z_6 из нефти Z_n и угля Z_u в зависимости от затрат на сырье

1981 г.) сообщалось, что капиталоемкость производства синтетического топлива из угля в 10—14 раз выше по сравнению с традиционной нефтью [187]. В то же время процессы прямого ожижения угля методом гидрогенизации по экономическим показателям превосходят процессы получения моторных топлив из угля по методу Фишера — Тропша и метанола через синтез-газ, получаемый при газификации угля (при пересчете метанола в равный энергетический эквивалент) в 1,5 и 1,1—1,2 раза соответственно. Так, удельные капитальные вложения на заводе SASOL-II на 1 т моторных топлив составляют 1800 долл. (против 1000—1200 долл/т, ожидаемых при гидрогенизации угля), а себестоимость производства — около 450 долл/т (против 360—380 долл/т при гидрогенизации угля).

Газификацией угля с получением синтез-газа, кроме конверсии его в метанол и жидкие углеводороды, можно также получать бензин через метанол по процессу «Mobil» или прямой конверсией синтез-газа получать бензин и водород. Сопоставление технико-экономических показателей этих процессов показало, что при существующем уровне развития технологии по эффективности они уступают жидкофазной гидрогенизации угля [13]. Наряду с традиционно используемыми продуктами переработки природного и нефтяного попутного газов в качестве компонентов бензина (бутанами, газовым бензином) все более

широкое применение находит сжиженная пропан-бутановая смесь этих газов как самостоятельное моторное топливо. По ресурсной базе и углеводородному составу природный и попутный газы различны между собой. Попутный газ, добываемый совместно с нефтью, извлекается при сепарации на наземных установках и объем извлеченного газа определяется как произведение газового фактора на объем нефти, добытой за расчетный период. В свою очередь, газовый фактор — это объем газа, приходящийся на 1 т добытой нефти. Газовый фактор колеблется в очень широком диапазоне в зависимости от состава нефти и горно-геологических условий ее залегания: для нефтяных месторождений СССР — от 30—60 м³/т (месторождения Татарии, Башкирии, некоторые месторождения Западной Сибири и др.) до 400 м³/т и выше (месторождения Чечено-Ингушской АССР, Тенгиз в Казахстане и др.). По сравнению с природным газом нефтяной попутный газ характеризуется более высокой плотностью и большим содержанием жидких углеводородов от C₂ и выше. В попутных газах, добываемых в СССР, содержание углеводородов от C₂ и выше составляет от 200—300 до 600—700 г/м³, в том числе этана — более 90 г/м³. В природном газе содержание таких углеводородов, как правило, 30—100 г/м³ и лишь в высококонденсатных природных газах (число их ограничено) — от 100 до 200 г/м³ и выше. Наличие в попутном газе жидких углеводородов влияет на экономические показатели его переработки. Для природных газов экономический порог рентабельности устанавливается в зависимости от содержания этана, который используют в качестве сырья для установок пиролиза. Считается, что концентрация 3—5% этана — минимально рентабельная при современном технологическом уровне извлечения этана из газа.

В настоящее время среднее содержание этана в разведанных запасах этансодержащего газа по СССР составляет 4,8%, пропана — 1,72% и бутанов — 0,81% (об.) [190]. Наиболее целесообразно перерабатывать этансодержащие газы с извлечением жидких компонентов на газохимических комплексах мощностью по переработке газа от 10 до 30—40 млрд. м³ в год. В СССР действуют Оренбургский и Астраханский газохимические комплексы. Перспективной считается переработка этансодержащих газов Карачаганакского, Шуртанского, Уренгойского и других газовых и газоконденсатных месторождений страны. При переработке этих газов наряду с этаном можно получать сжиженные газы и вовлекать их в источники сырья для производства моторного топлива, а также для нефтехимических нужд и коммунально-бытового топлива.

Организацию крупномасштабного производства по переработке природного газа следует рассматривать и в другом аспекте. Этан и сжиженные газы как сырье пиролиза частично

заменяют прямогонный бензин, используемый для этих целей. При этом сохраняются ресурсы бензина для получения моторных топлив и сокращаются расходы нефти. В настоящее время за рубежом действуют более 1400 заводов и установок суммарной суточной мощностью по переработке газа около 3 млрд. м³. Только в США на базе природного газа в 1984 г. было произведено 54 млн. т жидких углеводородов, в том числе 5 млн. т этана, 12,7 млн. т сжиженных газов, более 36 млн. т конденсата и газового бензина [190].

При анализе экономических показателей производства сжиженных газов из природного и попутного газов необходимо учитывать размещение газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), а также технологию и экономику переработки газа. В связи с высоким содержанием жидких углеводородов в нефтяном попутном газе транспорт его на дальние расстояния затруднителен из-за выпадения конденсата по трассе газопровода. Поэтому такие газы перерабатывают непосредственно на промыслах, как правило, в районе центральных пунктов сбора нефти. Таким образом мощность ГПЗ определяется объемом добычи нефти на близрасположенных нефтяных месторождениях и газовым фактором. По мере выработки нефтяных залежей мощность ГПЗ снижается, а технико-экономические показатели — ухудшаются. Специфические условия привязки ГПЗ к нефтяным месторождениям предопределяют сравнительно небольшую мощность по переработке газа. Даже для крупных ГПЗ она составляет 4—8 млрд. м³ в год, а более типичной является мощность в пределах 250—500 млн. м³, что, с определенной долей условности, эквивалентно 300—600 тыс. т нефти или в 10—12 раз меньше НПЗ средней мощности.

ГПЗ по переработке нефтяного газа — достаточно энергоемкие предприятия, поскольку газ перед переработкой компримируют с давления 0,2—0,4 МПа на приеме до технологического 3,5—4,0 МПа, охлаждают до —35...—40 °С в процессе низкотемпературной конденсации жидких углеводородов C₃—C₄, а при выделении этана и до —80 °С. Широкая фракция легких углеводородов, полученная при низкотемпературной конденсации, подвергается затем газофракционированию с получением сжиженных газов C₃—C₄ и газового бензина.

Таким образом, на технико-экономические показатели переработки нефтяного попутного газа решающее влияние оказывают следующие факторы:

небольшие единичные мощности ГПЗ, что увеличивает удельные капитальные и эксплуатационные затраты на единицу перерабатываемого сырья и получаемой продукции;

достаточно сложная технологическая схема его переработки из-за применения высоких давлений и низких температур для конденсации жидких углеводородов;

географические условия размещения ГПЗ около нефтяных месторождений, основная часть которых находится в районах с суровыми природно-климатическими условиями и недостаточной развитой инфраструктурой, что удорожает стоимость строительства и эксплуатации завода.

Для переработки природного газа можно создавать мощные газоперерабатывающие заводы на транспортных потоках этансодержащих газов, т. е. вблизи газопроводов, или в районах крупных центров газодобычи с единичной мощностью предприятий от 5 до 30—40 млрд. м³ в год. Создание таких предприятий с блоками по переработке газа единичной мощности 5 млрд. м³ в год позволяет снизить удельные капитальные и эксплуатационные затраты на переработку газа. Вместе с тем при отнесении этих затрат на жидкие углеводороды, содержание которых в природном газе по сравнению с попутным в 2—3 и более раз ниже, они будут примерно равны или выше аналогичных затрат на получение жидких углеводородов при переработке нефтяного газа. Важное значение имеет также метод распределения затрат между получаемыми продуктами — сухим газом, этаном и широкой фракцией углеводородов. Приведенные затраты на получение сжиженных газов будут выше аналогичных затрат на получение моторных топлив из мазута в 1,3—1,5 раза (без стоимости сырьевой составляющей). При оценке сырья — нефти и природного газа — по замыкающим затратам, приведенные затраты на производство бензина составят 160—180 руб./т, а сжиженного газа 150—165 руб./т. Энергетический к. п. д. процессов получения сжиженного газа, по нашей оценке, составляет 60—65%, т. е. уступает моторным топливам, получаемым из нефти (85—88%).

Природный газ, как уже известно, можно использовать непосредственно в качестве моторного топлива в виде компримированного (сжатого) до 20 МПа газа и сжиженного газа. Для экономической оценки производства сжатого газа необходимо учитывать коэффициент замещения бензина газом, так как стоимостные показатели на производство бензина приводятся в расчете на 1 т, а газа — на 1000 м³. В соответствии с утвержденными линейными нормами расхода топлива на автомобильном транспорте 1 м³ сжатого природного газа равнозначен 1 л бензина.

Исходя из плотности бензина — 740 кг/м³, расход газа в эквиваленте замещаемого бензина будет равен 1,35 м³/кг. Приведенные затраты на 1000 м³ сжатого газа равны 58 руб., в том числе эксплуатационные без стоимости сырья — 38 руб./1000 м³, удельные капитальные вложения — 168 руб./1000 м³. С учетом коэффициента замещения бензина, равного 1,35, приведенные затраты на сжатый газ составят 78 руб./т н. э. без стоимости сырья, а с учетом стоимости природного газа по за-

мыкающим оценкам, приведенные затраты на получение сжатого газа в бензиновом эквиваленте составят 160—180 руб/т (120—130 руб/1000 м³). К.п.д. полезного использования энергии сжатого газа составляет 85%. При существующих оптовых ценах на нефть и газ приведенные затраты на 1000 м³ сжатого газа превышают цену производства, т. е. приведенные затраты, бензина А-76 на 15—20%, а с учетом коэффициента замещения — примерно в 1,6 раза. С увеличением стоимости нефти, как это следует из расчета, приведенные затраты на производство сжатого газа будут примерно равны аналогичным затратам на бензин, получаемый при глубокой переработке нефти. Окончательную оценку эффективности использования газовых топлив можно дать с учетом затрат на их применение, так как специфика газомоторных топлив требует дооборудования автомобиля и соответствующего развития системы распределения этих топлив.

Использование природного газа вместо угля при реализации процессов газификации с получением синтез-газа позволит снизить капитальные вложения, по имеющимся оценкам, примерно на 30% за счет отказа от таких технологических операций, как помол, сушка угля и др. Тем не менее приведенные затраты на производство жидких углеводородов в этих процессах будут достаточно велики. Так, приведенные затраты на получение метанола при принятых в расчетах замыкающих затратах на природный газ составят 150—160 руб/т, бензин процесса «Mobil» — около 370—380 руб/т. При оценке эффективности использования метанола необходимо иметь в виду, что теплота его сгорания ниже теплоты сгорания бензина более чем в 2 раза, а энергетический к. п. д. производства составляет $\approx 54\%$.

Таким образом, при использовании легкого углеводородного сырья — природного и нефтяного попутного газов — для производства моторных топлив лучшими экономическими показателями обладают сжиженный пропан-бутан, получаемый при переработке газа традиционными методами, и сжатый природный газ.

Возможности использования газового сырья для производства моторных топлив или его высокооктановых компонентов не исчерпываются рассмотренными выше способами. За рубежом исследования направлены на синтез высокооктановых добавок и спиртов, на непосредственное получение моторных топлив из разнообразных видов газового сырья, в том числе вторичного (в частности, олефинов C_2 — C_5 , получаемых в процессах переработки нефти). Широкое распространение за последние годы получило производство трет-бутилметилового эфира этерификацией изобутена с метанолом. Однако ограниченность ресурсов изобутена, поступающего на производство трет-бутилметилового эфира с установок каталитического крекинга и пиролиза бен-

зина, и рост спроса на высокооктановые добавки в связи с переходом на производство неэтилированных бензинов, вызвали интерес к возможности использования *n*-бутана для этих целей.

Рассмотрим получение трет-бутилметилового эфира из *n*-бутана с использованием следующих процессов: изомеризации *n*-бутана, дегидрирования изобутана, синтеза метанола из природного газа и этерификации изобутена с метанолом [191]. Техничко-экономические показатели процесса таковы:

Мощность по трет-бутилметилому эфиру, тыс. т	475
Себестоимость, долл/т	348,7
Удельные капитальные вложения, долл/т	522
Энергетический к. п. д., %	60—57

В ряде стран ведутся работы по получению спиртов из различных видов сырья, хотя ряд опубликованных данных свидетельствует об их низкой конкурентной способности. Так, сообщается [192], что при стоимости бензина 3,8 долл/МДж стоимость метанола и этанола составляет 7,6 и 16 долл/МДж соответственно, т. е. в 2 и 4 раза выше стоимости бензина. По расчетам фирмы ENI (Италия), затраты на получение этанола из зерновых культур в условиях Западной Европы составляют 1030 лир/кг, а на трет-бутилметиловый эфир — 400 лир/кг [193].

В настоящее время 93% промышленного этанола получают гидратацией этилена. Путем ферментации всех сельскохозяйственных продуктов, производимых в США, можно получить этанол в количестве, эквивалентном 15% потребности в бензине, а за счет всего годового приращения лесной биомассы в США, равного 329 млн. м³ древесины, можно получить метанол в объеме 14% потребления бензина в США [194]. Здесь же отмечается, что при производстве этанола из зерна расходуется в два раза больше энергии, чем ее содержится в получаемом продукте. С этой точки зрения определенный интерес вызывает получение этанола из различных сельскохозяйственных культур (числитель — выход из 1 т сырья, знаменатель — с 1 га):

	Урожайность, т/га	Выход спирта, л	Урожайность, т/га	Выход спирта, л
Сахарный тростник	56,40	70/3923	Пшеница	1,78 340/605
Маниока	8,70	180/1575	Кукуруза	3,27 360/1175
Сахарная свекла	30,21	110/3323	Ячмень	1,76 250/445
Меласса	—	245/—	Картофель	15,50 110/1705
			Рис	2,67 430/1127

В энергетическом эквиваленте выход спирта из сахарного тростника составляет около 82 ГДж с га площади, что примерно равно количеству энергии, содержащейся в 1,8 т бензина. В Бразилии широкое распространение получила программа «Этанол», по которой в 1984—1985 гг. выработали из 89,5 млн. т сахарного тростника 9,5 млрд. л этанола. Капитальные вложе-

ния в эту программу за 1975—1984 гг. составили 4,5 млрд. долл (удельные капитальные вложения на 1 т спирта — около 490 долл.). Стоимость 1 л этанола составила 22,7 цента, или 38,6 цента в бензиновом эквиваленте, при цене бензина 37,8 цент/л [195].

Фирмами «Hamfry and Glasgow Ltd», «Monsanto» и BASF разработан процесс синтеза этанола из природного газа в несколько стадий: паровая конверсия природного газа в синтез-газ, газоразделение и получение метанола из синтез-газа, получение уксусной кислоты из СО и метанола, получение этанола гидрированием уксусной кислоты и обезвоживание этанола [196]. Для получения 2000 т/сут этанола расходуется 2,9 тыс. м³ газа; полный энергетический к.п.д. процесса составляет 50%, удельные капитальные вложения — 586 долл/т этанола. При цене природного газа 0,95 долл/ГДж (что представляется заниженным, так как в других аналогичных расчетах цена газа принимается равной 4,5 долл/ГДж), себестоимость этанола составляла 17,2—23,8 цент/л, или 300—383 долл/т. При пересчете на цену газа в 4,5 долл/ГДж себестоимость спирта, по нашей оценке, составит 32,9 цент/л, или 411 долл/т.

Как уже отмечалось, основной недостаток смесевых нефтяных топлив с метанолом — расслоение топливной смеси в присутствии следов воды и образование паровых пробок. Поэтому в них добавляют высшие спирты — С₄ и выше. Однако они дороги, и во Французском институте нефти (ФИН) разработан процесс получения из синтез-газа смеси метанола с более тяжелыми спиртами. Эту смесь используют в качестве высокооктановой добавки к бензину [197]. Условия получения спиртов С₁—С₆ из синтез-газа на оксиднометаллических катализаторах следующие:

Основа катализатора	t, °C	p, МПа	w, 10 ³ ч ⁻¹	C _{спирта} , % (масс.)
Cr—Zn—K	370—420	20—28	5—10	10—20
Cu—Zn—K(+Al, Cr)	350—400	10—15	3—8	20—30
Cu—Co	270—320	6—10	3—6	35—50

Изменяя состав катализатора, можно изменять и выход спиртов С₂ и выше в пределах от 10 до 50%. Процесс осуществляется при отношении Н₂:СО, равном 2,0—2,5. Технико-экономические показатели процессов получения метанола и смеси высших спиртов приведены ниже.

	Метанол	Спирты С ₁ —С ₆ *
Мощность установки по продукту, тыс. т в год	600	600
Капитальные вложения, млн. долл.	164	298
в том числе:		
на установку	121	220
в общезаводское хозяйство	43	78

Удельные капитальные вложения, долл/т	273,3	496
Себестоимость, долл/т**	180,3	304
Минимальная продажная цена, гарантирующая необходимую прибыль, долл/т	223	400
Теплота сгорания, ГДж/м ³	15,86	17,94

* Содержание метанола в смеси 70% (масс.).

** При цене природного газа 4,5 долл/ГДж.

Смесь спиртов можно использовать в качестве компонента премиального бензина при объемной доле до 8%. Расслоение бензина не происходит при массовой концентрации воды до 0,1% и при температуре до —20 °С.

Интересный процесс получения бензина и средних дистиллятов из легких олефинов разработан фирмой «Mobil» [198]. Процесс, названный МОГД, основан на использовании синтетических цеолитов ZSM-5 и предназначен главным образом для переработки пропилена или бутенов. Выход средних дистиллятов и бензина различен:

	За проход	С рециркуляцией бензина	Для бензинового варьанта
С ₁ —С ₃ , % (масс.)	2	2	4,5
С ₄	4	2	5,0
Бензин н.к. — 166 °С	29	12	—
Средние дистилляты (> 166 °С)	65	84	—
Бензин н.к. — 204 °С	—	—	84,0
Средние дистилляты (> 204 °С)	—	—	6,5
Отношение бензин/дистилляты	0,45	0,14	12,0

При переработке в этом процессе пропан-пропиленовой и бутан-бутеновой фракций каталитического крекинга общий выход жидких моторных топлив на сырье может достигать 75—80% (масс.). Характеристика получаемых в процессе МОГД продуктов такова: октановое число бензина 92 (исследовательский метод) и 79 (моторный метод); цетановое число дизельного топлива после гидроочистки ≈ 52, а температура застывания — 51 °С и бромное число 4; реактивное топливо имеет высокую термическую стабильность и по качеству удовлетворяет или превосходит требования стандартов, предъявляемые ко всем гражданским и военным реактивным топливам США.

Перспективным топливом для двигателей внутреннего сгорания является водород, преимущества и недостатки которого как моторного топлива рассмотрены в главе 4. В настоящее время водород в основном используют в процессах нефтепереработки и нефтехимии, и его потребление непрерывно растет. Главными источниками сырья для производства водорода служат углеводороды: на долю паровой конверсии приходится 68%, других углеводородов (сжиженных газов, бензина) — 24%, парокислородной газификации нефтяных остатков и угля — 6% и прочих способов — 2% мирового производства водорода. Экономические

показатели процессов получения водорода из различных видов сырья во многом определяются энергетическими к. п. д. [59]. Суммарный расход сырья, топлива и других подведенных энергоносителей на 1 т получаемого водорода составляет (в т н. э.):

	Расход, т н. э.	к. п. д., %
Паровая конверсия:		
природного газа при 2 МПа	3,75—3,90	74—71
прямогонного бензина при 2 МПа	4,0—4,1	72—68
Парокислородная газификация	4,6—5,9	60—41
нефтяных остатков под давлением		
Газификация бурого угля под давлением	5,6—8,1	51—34

Перспективен электролиз воды для получения водорода, но при наличии дешевой электроэнергии. Этим способом производят некоторое количество водорода в Норвегии и АРЕ, ведутся работы во Франции по получению водорода различными методами с использованием дешевой электроэнергии АЭС в ночное время. Тем не менее паровая конверсия природного газа остается самым дешевым способом получения водорода. Выполненные в США расчеты с учетом перспективных оценок в изменении стоимости углеводородного сырья показали, что к 2000 г. себестоимость получения водорода составит: при паровой конверсии природного газа — 830 долл/т, при газификации нефтяных остатков — 2218 долл/т, при газификации угля — 1080 долл/т, при электролизе воды с использованием энергии АЭС (к. п. д. = 27%) — 1427—1732 долл/т.

Как уже отмечалось, для некоторых стран с благоприятными природно-климатическими условиями, энергетические ресурсы могут быть пополнены энергией биомассы. По различным оценкам, в мире ежегодно образуется около 4,2 млрд. т сельскохозяйственных отходов, а в высокоразвитых странах в пересчете на душу населения — от 0,4 до 1,0 т различных бытовых отходов. Существующая в настоящее время технология переработки биомассы — пиролиз, газификация, сжижение, анаэробная ферментация и т. п. — позволяет получать из нее: топливный газ и жидкие продукты различной калорийности, метанол, этанол, высокоэффективные удобрения. С точки зрения рассматриваемой в этом разделе проблемы, наибольший интерес из продуктов переработки биомассы представляют метанол и этанол (выше рассматривался возможный выход этанола из различных сельскохозяйственных культур). При использовании древесины можно получить 25—30% метанола и 15—20% этанола (в расчете на сухую древесину). В работе [194] отмечается, что энергия спирта, полученного из биомассы, вдвое превышает ее расход на выращивание сельскохозяйственных культур, а в работе

[199] сообщается, что при производстве этанола из древесины потребляется столько же энергии, сколько ее получают в виде спирта. Энергетический к. п. д. этанола из сахарного тростника может достигать 60%, т. е. для стран, расположенных в тропическом поясе, этанол и метанол, получаемые из биомассы, являются перспективными заменителями нефтяных топлив [200].

На основе обобщения рассмотренных в настоящем разделе технико-экономических показателей производства альтернативных моторных топлив из различных видов сырья, ниже приведена стоимость их получения в расчете на 1 л и 1 ГДж, что позволяет привести различные по теплоте сгорания топлива к единому энергетическому эквиваленту. В связи с тем, что при использовании многих альтернативных топлив требуется модификация автомобиля, рассмотренные топлива разделены на две группы: первая — без модификации автомобиля, и вторая — с модификацией автомобиля:

	долл/ГДж	долл/л
Топлива I группы, получаемые из		
нефти при ее стоимости 120 долл/т	5,20	0,18
то же, 203 долл/т	8,90	0,31
» 280 долл/т	12,20	0,43
синтетической «сланцевой» нефти при ее стоимости 234—280 долл/т	11,90—15,40	0,41—0,54
синтетической «угольной» нефти процесса «H-Coal» при ее стоимости 338 долл/т	18,87	0,59
Топлива II группы при использовании в чистом виде:		
пропан-бутан из природного газа*	5,20—5,40	0,12—0,14
метанол:		
из природного газа*	13,80	0,22
из угля	12,50—16,70	0,20—0,27
из биомассы**	9,70—19,80	0,17—0,34
этанол:		
из природного газа (процесс «Ensol»)*	15,30	0,33
из биомассы**	10,10—16,90	0,24—0,40
смесь спиртов C ₁ —C ₆ из природного газа*	22,12	0,40
водород:		
из природного газа*	6,93	—
из угля	9,02	—
электролизный с использованием энергии АЭС	12—15	—

* Стоимость природного газа — 4,5 долл/ГДж.

** Нижняя граница дана применительно к условиям производства в странах тропического пояса (Бразилия, ЮАР и др.).

Как следует из выполненных расчетов, приоритетность в ранжировании эффективности производства альтернативных топлив существенно зависит от стоимости нефти. Очевидно, при стоимости нефти от 120 до 203 долл/т наиболее близкими к стоимости нефтяных моторных топлив будут пропан-бутан, а также метанол и этанол, получаемые из биомассы в тропиче-

ских и субтропических странах. При повышении цены на нефть до 280 долл/т эффективным может оказаться применение «сланцевой» нефти (для условий США) при затратах на ее получение не выше 234 долл/т. Производство метанола, этанола и смеси спиртов независимо от вида используемого сырья, а также получение моторных топлив из угля эффективным будет при цене нефти выше 280 долл/т. Необходимо иметь в виду, что технико-экономические показатели производства тех альтернативных топлив, для которых требуется модификация автомобиля, не в полной мере отражают эффективность их использования. Они не учитывают затрат на дооборудование автомобиля и создание распределительной системы топливоснабжения. То же в полной мере относится и к водороду. Может показаться несколько неожиданным, что при стоимости водорода, превышающей стоимость самых дорогих альтернативных топлив на единицу массы (1 т) в 2—4 раза, стоимость его в расчете на эквивалентное количество энергии (ГДж) оказалась наиболее близкой к стоимости 1 ГДж нефтяных моторных топлив. Однако не следует забывать, что по концентрации энергии на единицу массы (119,7 ГДж/т) водород превосходит моторные топлива из нефти (43 ГДж/т) почти в 2,8 раза, а спирты — в 5—6 раз. Вместе с тем газообразный водород обладает чрезвычайной низкой энергоплотностью на единицу объема (ниже чем у бензина почти в 3000 раз). Поэтому, несмотря на уникальные эксплуатационные свойства водорода, использование его в качестве моторного топлива требует весьма значительных затрат и носит проблематичный характер даже на достаточно длительную перспективу.

С учетом ранее выполненных расчетов [61], а также перспективных оценок на добычу различных видов сырья и затрат на его переработку, в табл. 5.6 приведены технико-экономические показатели производства альтернативных моторных топлив применительно к условиям нашей страны. Расчеты носят ориентировочный характер с допущением, что неопределенность исходной информации учтена разбросом значений в пределах 10—25%. Показатели производства альтернативных моторных топлив, отличных по теплоте сгорания от нефтяного бензина, — метанола, сжатого и сжиженного газов — приведены в нефтяном эквиваленте. По данным табл. 5.6 четко прослеживается связь двух факторов. При переработке сырья, качество которого ниже качества нефти, энергетический к. п. д. процессов получения топлив снижается, а приведенные затраты возрастают. При переработке более высококачественного сырья доля сырьевой составляющей в общей структуре затрат возрастает, а доля затрат на переработку снижается. Этим объясняется, с одной стороны, более высокий уровень затрат на добычу более высококачественного сырья — нефти, газа, а с другой, — меньший уровень

Таблица 5.6. Техничко-экономические показатели производства моторных топлив из различных видов сырья

Сырье и топливо	Энергетический к. п. д. получения топлив, %	Изменение приведенных затрат на производство топлива по отношению к нефтяному, %	Приведенные затраты, %	
			на сырье	на переработку
Обычная нефть	88—90	100	70—85	30—15
Тяжелая и битуминозные нефть	80—85	120—150	40—50	60—50
Горючие сланцы	60—65	130—150	15—20	85—80
Сжиженный пропан-бутан	78—75	85—90	60—65	40—35
Компримированный природный газ при 20 МПа	83—85	100	55—60	45—40
Метанол из природного газа	54	230—250	25—30	75—70
из угля	43	270—330	10—15	90—85
Синтетические жидкие топлива из угля:				
гидрогенизация при 10—30 МПа	52—56	240—300	15—25	85—75
процесс Фишера — Троппа	37	370—450	10—12	90—88

затрат на производство и облагораживание моторных топлив из этого сырья. При сопоставлении приведенных затрат на производство альтернативных и нефтяных моторных топлив по данным табл. 5.6 с аналогичными зарубежными данными, приведенными выше, видно, что общий порядок соотношения затрат и ранжирования эффективности производства по стоимостным показателям достаточно близок. Меньшие затраты на производство, наряду с нефтяными моторными топливами, приходится на сжиженные нефтяные газы, затем на компримированный природный газ, метанол из природного газа и т. д. Общая же оценка эффективности применения этих топлив должна быть дана с учетом технико-экономических показателей их использования на транспорте.

5.3. ЭКОНОМИКА И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ

Большинство альтернативных моторных топлив отличается от традиционных бензинов и дизельных топлив физико-химическими и эксплуатационными свойствами, что ведет к существенному изменению характеристик силовой установки и эксплуатационных качеств самого автомобиля. Несмотря на накопленный обширный материал по применению альтернативных топлив на автомобильном и других видах транспорта, использование

этого материала для сравнительной оценки эффективности и расчета технико-экономических показателей транспортного процесса затруднено. Это обусловлено неодинаковыми условиями проводимых экспериментов и практической эксплуатации транспортных средств, их ограниченным объемом, а часто и противоречивыми результатами. В подтверждение высказанного приведем примеры различной оценки экономической эффективности применения сжатого природного газа на грузовых автомобилях.

В работе [201] сообщается, что ЗИЛ-138А при работе на сжатом газе по сравнению с бензиновым аналогом дает годовую экономию 134,9 руб., а ГАЗ-53-27 приносит 210,5 руб. убытка. По другим данным, годовой экономический эффект на ЗИЛ-138А при работе на газе составляет 718 руб. [144]. Этими же авторами уточняется, что применение сжатого газа на автотранспорте эффективно для перевозок грузов 2-го класса при коэффициенте использования грузоподъемности 0,8 и партионности 4—5 т; экономический эффект на один автомобиль в год составил в этом случае 630 руб. [202].

Экономическая эффективность грузовых автомобилей ЗИЛ-130 и ЗИЛ-138А за весь амортизационный срок службы автомобиля определялась авторами работы [203] для следующих вариантов нагружения автомобилей: номинальная полезная нагрузка при равной полной массе; нагрузки 5,2 т, 4 и 3 т, примерно соответствующие практическим нагрузкам специализированных автомобилей, и перевозка грузов небольшой массы на короткие дистанции в черте города.

Эффективность использования автомобиля ЗИЛ-138А оценивалась по двум вариантам. В первом она определялась в зависимости от массы и цены газовых баллонов. Полная масса газобаллонной аппаратуры варьировалась от 800 до 336 кг при стоимости от 23 до 90 руб. за штуку. Увеличение приведенных затрат на изготовление автомобиля ЗИЛ-138А по сравнению с ЗИЛ-130 составляло от 1200 до 1760 руб. Газобаллонный автомобиль выгоден при массе баллона ≤ 50 кг и цене на него < 50 руб. При цене 20 руб. за баллон массой 50 кг эффект за весь срок эксплуатации автомобиля равен 400 руб. а при цене 90 руб. за баллон массой 35 кг — около 650 руб.

Во втором варианте сравнивались приведенные затраты на ЗИЛ-130 и ЗИЛ-138А при равных заданных полезных нагрузках и прочих условиях, соответствующих эксплуатации грузового автомобиля ЗИЛ-130 в условиях городской езды. Максимальная полезная нагрузка ЗИЛ-130 соответствует 6 т, газобаллонных модификаций — от 5,26 до 5,72 т. При максимальной нагрузке убыток от эксплуатации составил от 258 до 1871 руб. за весь срок службы автомобиля; в случае применения очень легких баллонов общей массой 380 кг получен эффект в размере 769 руб. на автомобиль. При неполных нагрузках — от 5,2 до 3,0 т — эффект использования газобаллонных автомобилей составит от 1,9 до 2,5 тыс. руб. за весь период эксплуатации, т.е. годовой эффект может быть оценен в размере 190—250 руб. на автомобиль ЗИЛ-138А (при сроке службы 10 лет).

Таким образом специализированные автомобили, обслуживающие торговлю и коммунально-бытовую сферу, а также городские уборочные машины могут быть переведены на сжатый природный газ.

Данные оценки экономической эффективности применения сжатого природного газа на автомобильном транспорте противоречивы и в значительной степени зависят от технико-эксплу-

тационных параметров автомобиля — массы баллонов, их стоимости, вида перевозимых грузов, коэффициента использования грузоподъемности и др. Необходимо отметить, что расчеты эффективности сделаны с отраслевых (хозрасчетных) позиций автотранспортных предприятий и с применением оптовых цен на бензин, включающих налог с оборота, и на сжатый газ, где этот налог отсутствует. Такие расчеты правомерны для межотраслевых отношений между покупателями топлива — автотранспортными предприятиями — и поставщиками, в качестве которых при реализации бензина выступают нефтесбытовые организации, а при реализации газа — организации Мингазпрома.

Выбор стратегических направлений энергообеспечения транспортного процесса должен основываться не на рыночных ценовых отношениях с различным подходом в формировании этих цен, а на общественно необходимых затратах, в качестве которых могут приниматься приведенные затраты по всему циклу производства и потребления топлива в соответствии с блок-схемой формирования этих затрат (см. рис. 5.1).

При оценке народнохозяйственной эффективности включение налога с оборота, являющегося частью централизованного чистого дохода государства, в цену бензина методически неправильно. Это искажает реальные производственные затраты, которые несет общество при выработке и применении автомобильного бензина и сжатого природного газа. Так, при исключении налога с оборота из оптовой цены стоимость бензина А-76 будет не 15 коп./л, как это принято в приведенных выше расчетах, а 4,88 коп./л. Очевидно, при изменении методического подхода в оценке стоимости автомобильного бензина результаты расчетов существенно изменятся.

Мы остановились на этом вопросе с той целью, чтобы провести грань между технико-экономическими расчетами эффективности применения альтернативных топлив, выполняемыми на отраслевом, ведомственном уровне, с одной стороны, а с другой, — на народнохозяйственном уровне с использованием тех методических принципов, которые изложены в разделе 5.1.

Наиболее перспективными видами альтернативных моторных топлив для СССР могут быть сжиженный пропан-бутан, сжатый природный газ и высокооктановые добавки к бензину в виде трет-бутилметилового эфира и метанола.

Примерно такая же тенденция в части приоритетности использования альтернативных топлив существует и за рубежом.

В Западной Европе на сжиженном пропан-бутане работает 1,5 млн. автомобилей, потребляющих около 2 млн. т этого топлива; к 1990 г. число таких автомобилей увеличится вдвое, а объем потребления пропан-бутана составит около 3,8 млн. т [204]. Общий парк автомобилей, работающих во всем мире на

пропан-бутане, превысил 3 млн. единиц и растет достаточно быстрыми темпами. Так, в США до 1978 г. для работы на пропан-бутане переводилось в среднем 35 тыс. грузовых и легковых автомобилей, в 1979 г. — 70 тыс. автомобилей, а в 1981 г. — свыше 300 тыс. единиц [205].

По состоянию на конец 1984 г. в мире использовалось около 400 тыс. автомобилей, работающих на сжатом природном газе, в том числе в Италии — 270 тыс., в Новой Зеландии — 85 тыс., и в США — 30 тыс. автомобилей. В 1990 г. общее число автомобилей, которые будут применять в качестве топлива сжатый газ, составит 655 тыс. единиц, в основном за счет увеличения их числа в Новой Зеландии до 200 тыс. и в Канаде — до 100 тыс. [206]. В Канаде предусматривается система поощрительных мер для стимулирования перевода автомобилей на сжатый природный газ: владельцам автомобилей при согласии на установку газобаллонной аппаратуры выплачивается дотация в размере 500 долл., а при строительстве АГНКС — компенсация в размере 500 тыс. долл.

Стоимость газового топлива составляет 60% стоимости автомобильного бензина, однако, дооборудование автомобилей газовой аппаратурой достаточно дорого — до 1500 долл. на один автомобиль [13]. Кроме того, стоимость строительства газонаполнительных станций в несколько раз превышает стоимость строительства обычной бензозаправочной станции и составит около 1500 долл. в расчете на один автомобиль.

По-видимому, в силу этих обстоятельств, а также учитывая дополнительную сложность в эксплуатации газобаллонных автомобилей, общее их число составляет около 1% мирового автомобильного парка, насчитывающего 400 млн. единиц. Предпочтение отдается газобаллонным автомобилям, использующим сжиженный пропан-бутан, на котором работают как легковые, так и грузовые автомобили и автобусы. Применение сжатого газа, как правило, ограничивается легковыми автомобилями индивидуального пользования и малотоннажными грузовыми автомобилями, в основном, коммунального назначения.

При рассмотрении технико-экономических показателей использования газобаллонных автомобилей в условиях нашей страны прежде всего следует отметить отличия в структуре потребления моторных топлив на автомобильном транспорте в СССР и за рубежом. За рубежом, особенно в развитых капиталистических странах, в автомобильном парке преобладают легковые автомобили индивидуального пользования, что и определяет долю потребления моторных топлив в общем объеме. Проводимые за рубежом исследования в области альтернативных топлив в основном ориентированы на специфику их использования на легковых автомобилях. В СССР доля потребления моторных топлив грузовыми автомобилями и автобусами составляет около 85%, а всеми видами легковых автомобилей — индивидуальными, ведомственными, такси — примерно 15%.

Отсюда очевидна целесообразность применения таких топлив, которые позволяли бы сохранять основные технические характеристики грузового автомобиля при переводе на альтернативные топлива на уровне бензинового аналога.

Для оценки эффективности перевода грузовых автомобилей на газовое топливо были выполнены расчеты технико-экономических показателей по 19 основным модификациям автомобилей семейства ЗИЛ и ГАЗ (бортовые, фургоны, седельные тягачи, самосвалы) при работе на автобензине А-76, сжиженном пропан-бутане и сжатом природном газе. Для расчетов использованы действующие нормативные документы и результаты обработки на ЭВМ путевых листов по парку грузовых автомобилей Главмосавтотранса.

В расчетах учтены:

изменение основных технико-эксплуатационных параметров автомобилей при использовании различных видов топлив (грузоподъемность, транспортная работа, суточный и годовой пробег, расход топлива и т. д.);

изменение калькуляционных статей затрат, зависящих от вида применяемого топлива и капитальных вложений на дооборудование автомобиля (на топливо, смазочные материалы, амортизацию, текущий ремонт и техническое обслуживание, зарплату водительского состава);

изменение стоимости (цены) автомобиля и капитальных вложений в производственно-техническую базу.

Расчеты выполнялись для автомобилей, работающих как на седельном, так и повременном тарифе. При действующих оптовых ценах на бензин А-76 (с учетом налога с оборота), сжиженный пропан-бутан и сжатый природный газ определялся хозрасчетный эффект (или ущерб) от применения газового топлива на автомобильном транспорте. Были рассчитаны также приведенные затраты без стоимости топливной составляющей, что позволило, варьируя стоимостью топлива, определить равноэффективные условия эксплуатации автомобиля при разном уровне и соотношении затрат на бензин и газовое топливо.

Сравнение технико-эксплуатационных параметров бензиновых и газобаллонных автомобилей, работающих на сжиженном пропан-бутане, показало, что по основным показателям (грузоподъемности, пробегу, объему выполняемой транспортной работы, расходу топлива) эти автомобили находятся на одинаковом уровне. Но стоимость изготовления газобаллонных автомобилей выше бензиновых на 600—800 руб., или на 16—24% (в зависимости от марки и модификации автомобиля). Эксплуатационные затраты (без сырьевой составляющей) на 3—5% выше, чем у бензинового автомобиля. Хозрасчетный годовой экономический эффект от использования пропан-бутана по

сравнению с бензином при действующих оптовых ценах составил от 63 до 90 руб/т.

Эксплуатационные и технико-экономические показатели грузовых автомобилей, работающих на сжатом газе, значительно уступают бензиновым и газобаллонным на пропан-бутане. На всех автомобилях, работающих на сжатом газе, устанавливаются дополнительно газовые баллоны массой от 330 кг (баллоны из легированной стали) для автомобиля ГАЗ-52 до 800 кг (баллоны из углеродистой стали) для автомобиля ЗИЛ-130. За счет этого снижается грузоподъемность автомобиля и увеличивается его стоимость — от 650 руб. (ГАЗ-52) до 1192 руб. (ЗИЛ-130-80 фургон). Увеличиваются и амортизационные отчисления, возникают дополнительные затраты на технический осмотр и текущий ремонт газовой аппаратуры. Кроме того, увеличивается заработная плата водителей, обслуживающих газобаллонные автомобили. На 700—1000 руб. возрастают капитальные вложения на одно стояночное место в гараже. Среднесуточный холостой пробег автомобиля на сжатом газе (на заправку) увеличивается в среднем на 10,7 км, что увеличивает суммарный годовой пробег на 6—10% по отношению к пробегу бензиновых автомобилей. Годовой объем транспортной работы для различных модификаций автомобилей на сжатом газе в связи со снижением грузоподъемности уменьшается на 14—21% по сравнению с соответствующими бензиновыми автомобилями (рис. 5.4). При действующих оптовых ценах на автомобильный бензин и сжатый газ убытки от эксплуатации автомобилей на сжатом газе при условии полной нагрузки (коэффициент использования грузоподъемности равен 1,0) составят от 650 до 800 руб. для различных модификаций автомобилей ЗИЛ-130 (в расчете на один автомобиль в год) и около 750—800 руб. — для автомобилей ГАЗ-52 и ГАЗ-53.

Вместе с тем при анализе технико-экономических показателей автомобилей на сжатом газе, работающих повременно (по часовому тарифу), установлено, что экономический эффект на один газобаллонный автомобиль составит 230—300 руб/год, что в значительной степени определяет область эффективного использования этих автомобилей. Техничко-экономические показатели автомобилей, работающих на сжатом газе можно улучшить за счет:

использования их на перевозках таких грузов, где лимитирующим показателем является не грузоподъемность, а грузоместимость (например, при перевозке легких грузов по городу);

уменьшения массы баллонов при изготовлении их из легированных сталей, масса которых по сравнению с баллонами из углеродистой стали снижается примерно на 30%, что позволяет соответственно увеличить грузоподъемность автомобиля;

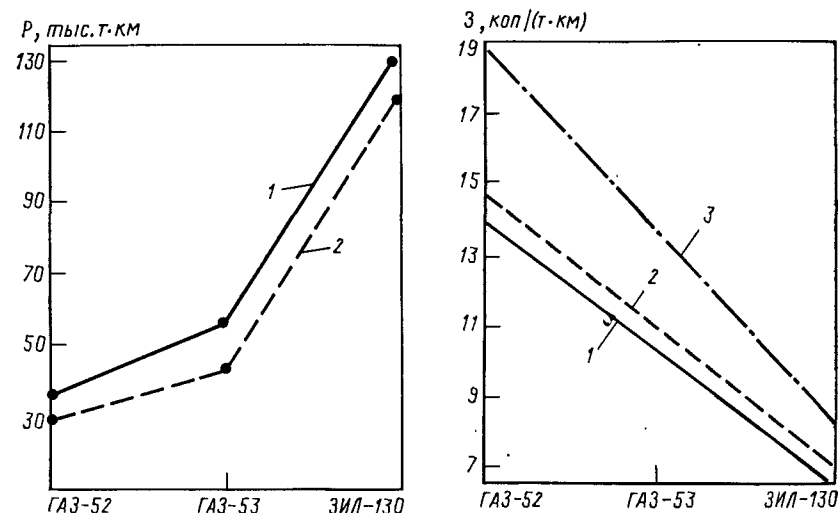


Рис. 5.4. Годовой объем транспортной работы P , выполняемой автомобилями при использовании бензина и пропан-бутана (1) и сжатого газа (2)

Рис. 5.5. Приведенные затраты Z на выполнение грузовой работы при использовании разных видов топлива (без топливной составляющей): 1—3 — автомобили, работающие на бензине, пропан-бутане и сжатом газе соответственно

качественного регулирования двигателя при работе на газовом топливе;

усовершенствования системы заправки газом с учетом оптимизации размещения автогазонаполнительных компрессорных станций и использования передвижных автогазозаправщиков с целью сокращения порожнего (холостого) пробега автомобилей на заправку.

На рис. 5.5 показаны приведенные затраты на эксплуатацию бензиновых и газовых автомобилей (без топливной составляющей) в расчете на один т·км выполняемой грузовой работы. При действующих оптовых ценах на бензин и газ в годовых эксплуатационных затратах на автомобиль доля стоимости топлива составляет на бензиновом автомобиле — около 20%, на газобаллонном — 10—12%. Основная часть текущих издержек приходится на эксплуатацию самого автомобиля и оплату водителей, которая является определяющей статьей эксплуатационных затрат (40—45%).

В табл. 5.7 представлена структура приведенных затрат на производство, транспорт, хранение, распределение и применение на автомобиле нефтяного бензина и альтернативных топлив в расчете на 1 т бензинового эквивалента. Эти показатели даны применительно к «среднему» автомобилю (его технико-эксплуа-

Таблица 5.7. Техничко-экономические показатели производства и применения альтернативных топлив на автомобильном транспорте

Показатель	Бензин	Сжиженный пропан-бутан	Сжатый природный газ	Метанол из природного газа	Синтетический бензин из угля*
Средняя грузоподъемность автомобиля, т	3,9	3,9	3,26	3,9	3,9
Годовой пробег автомобиля, тыс. км	33,9	33,9	36,9	33,9	33,9
Годовой объем транспортной работы, тыс. т·км	79,13	79,13	68,86	79,13	79,13
Средняя стоимость автомобиля, руб.	3659	4309	4636	3915	3659
Расход топлива на автомобиль в год, т (1000 м³)	8,9	8,3	(12)	17,8	8,9
Удельные приведенные затраты на 1 т бензинового эквивалента:					
производство топлив (без затрат на сырье)	30	45	78	215	221
транспорт, хранение и распределение топлив	18	30		35	18
применение на автомобиле	730	752	807	780	730
Итого приведенных затрат	778	827	885	1030	969

* Методом гидрогенизации.

тационные параметры также представлены в таблице). Для расчета показателей «среднего» автомобиля принят условный парк, состоящий на 40% из автомобилей типа ЗИЛ-130, 30% — типа ГАЗ-52 и 30% — типа ГАЗ-53. Удельные приведенные затраты на производство и применение топлив даны без сырьевой составляющей, которая найдена исходя из условий обеспечения равноэффективного использования нефтяного и альтернативного топлив.

На рис. 5.6, а показано соотношение приведенных затрат на производство бензина при глубокой переработке нефти и сжиженного пропан-бутана, при которых применение этих топлив на автомобильном транспорте равноэффективно. Нижняя граница эффективного применения пропан-бутана начинается при приведенных затратах на добычу нефти от 40 руб/т. Для определения полных приведенных затрат на использование топлива в автомобильном транспорте к затратам на применение (для бензина 730 руб. и пропан-бутана — 752 руб.) добавляются соответствующие приведенные затраты на их производство (по данным рис. 5.6, 106 руб/т бензина и 84 руб/т пропан-бутана), в которые включены также издержки на транспорт, хранение и распределение топлив.

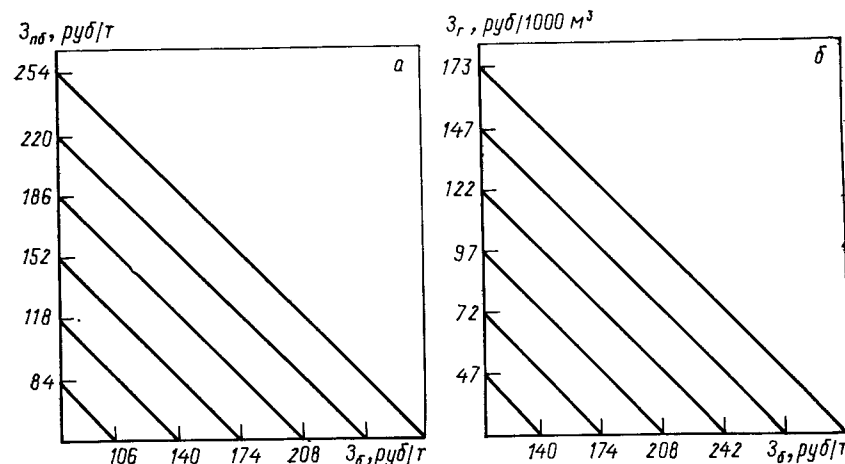


Рис. 5.6. Условия равноэффективного использования топлива на автомобильном транспорте в зависимости от приведенных затрат на их производство: а — бензин (Z_b) и пропан-бутан ($Z_{пб}$); б — бензин (Z_b) и сжатый газ (Z_r)

Аналогичным образом находится соотношение затрат на производство бензина и компримированного природного газа, обеспечивающее равноэффективное их использование (рис. 5.6, б). При этом необходимо учитывать коэффициент замещения бензина газом исходя из норм расхода этих топлив на автомобилях; он равен 1,35, т. е. 1 т бензина эквивалентна 1350 м³ газа. На рис. 5.6, б дано соотношение приведенных затрат на добычу нефти и природного газа, при которых производство бензина и сжатого газа обеспечивает одинаковую эффективность их использования на автомобиле. Организация производства сжатого газа становится целесообразной при приведенных затратах на добычу нефти не ниже 100 руб/т и достаточно низких ценах на добычу и транспорт газа — не выше 14 руб/1000 м³ (рис. 5.7). В этом случае приведенные затраты на получение сжатого газа составят 72 руб/1000 м³, а бензина — 174 руб/т.

В выполненных расчетах не учтена потеря грузоподъемности газобаллонных автомобилей в среднем на 16%. С учетом потерь грузоподъемности равноэффективные затраты на эксплуатацию газобаллонного автомобиля достигаются при стоимости сжатого газа 72 руб/1000 м³ и бензина — около 300 руб/т.

Применение синтетического бензина из угля не вызывает необходимости модификации автомобиля и дополнительных затрат в систему распределения топлив, в связи с чем условия равноэффективного их использования с нефтяным топливом определяются по затратам на производство (см. раздел 5.2).

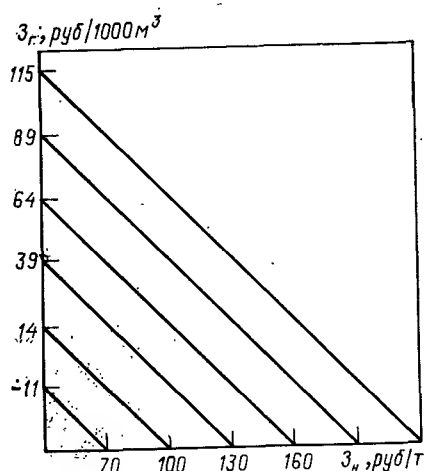


Рис. 5.7. Соотношение приведенных затрат на добычу нефти Z_n и природного газа Z_g , при которых применение бензина и сжатого газа будет равноэффективным

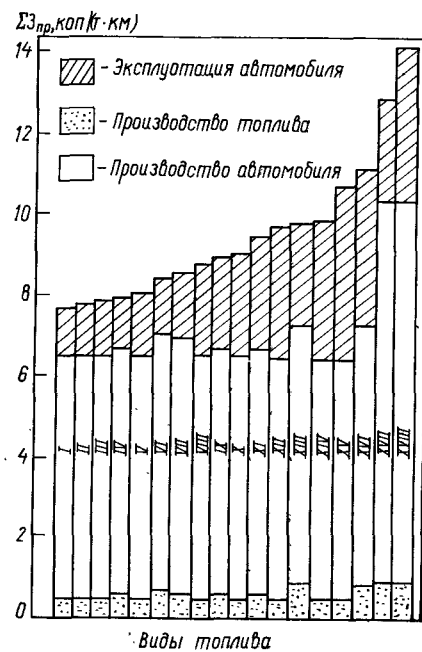


Рис. 5.8. Диаграмма приоритетности производства и применения альтернативных моторных топлив по приведенным затратам на грузовую работу $\Sigma Z_{пр}$:

I — нефтяной бензин А-76; II — бензин с добавкой 8% ТБМЭ; III — бензин метанольный БМ-5; IV — сжиженный пропан-бутан; V — бензин метанольный БМ-15; VI — сжатый природный газ; VII — сжиженный природный газ; VIII — бензин из угля; IX — метанол из природного газа; X — бензин «Mobil» из природного газа; XI — метанол из угля; XII — бензин прямого синтеза из природного газа; XIII — H_2 из угля в гидриде $MgH_{1,92}$; XIV — бензин «Mobil» из угля; XV — бензин прямого синтеза из угля; XVI — H_2 электролизный в гидриде $MgH_{1,92}$; XVII — H_2 из угля в жидком виде; XVIII — H_2 жидкий электролизный

Применение метанола в чистом виде неэффективно и связано с рядом технических трудностей (коррозионной агрессивностью и расслоением в присутствии воды). Поэтому в мировой практике признано более целесообразным использование метанола для производства трет-бутилметилового эфира и в качестве высокооктановой добавки к нефтяным бензинам. Выполненные расчеты показали, что применение трет-бутилметилового эфира и метанола в объеме 5% при производстве неэтилированного бензина вместо алкилата позволяет снизить приведенные затраты на производство на 8—13% и на 2—3% повысить энергетический к. п. д. производства [207].

На рис. 5.8 приведена диаграмма приоритетности применения альтернативных топлив в виде суммарных приведенных затрат на 1 т·км грузовой работы, включающих затраты в производство топлива и автомобилей, а также в эксплуатацию авто-

Таблица 5.8. Потребление высокооктановых кислородсодержащих компонентов автомобильных бензинов в США (числитель) и Западной Европе (знаменатель) (тыс. м³ в год)

Компонент	1980 г.*	1985 г.	1990 г.
Этанол	302,8/7,6	2233,1/15,1	3785,0/56,7
Метанол**	75,7/310,0	492,0/756,0	1589,7/1474,2
трет-Бутанол	151,4/238,1	340,7/442,3	946,2/453,6
трет-Бутилметиловый эфир	264,9/468,7	1400,4/801,4	2081,7/869,4
Итого	794,8/1024,4	4466,2/2014,8	8402,6/2853,9

* Для Западной Европы — 1981 г.

** Применение только как компонента бензина.

мобильного транспорта. Самыми низкими затратами характеризуются бензины с высокооктановыми нефтяными добавками и газовые углеводородные топлива. Максимальные затраты приходится на использование водородных топлив и жидких топлив, получаемых из угля через метанол или прямым синтезом из CO и H_2 .

Рассмотренные показатели приоритетности в использовании альтернативных топлив характерны и для мировых тенденций развития их производства. В табл. 5.8 представлены данные по потреблению высокооктановых добавок в США и Западной Европе [208].

На основании анализа современного состояния и ближайших перспектив потребления альтернативных моторных топлив можно сделать следующие выводы. Потребление высокооктановых добавок в виде спиртов и эфиров в 1985 г. в Западной Европе составляло около 1,9%, в США — 1,7% объема потребления бензинов; ожидается, что к 1990 г. их доля может подняться до 2,7% в Западной Европе и до 3—3,7% в США. Доля этанола в балансе моторных топлив в Бразилии в 1985 г. составила 5,7%; ожидается, что к 1990 г. потребление этанола возрастет в 1,4—1,5 раза к уровню 1985 г., а мощности по его производству составят 14,0—14,3 млн. м³. Автомобильный парк, использующий в качестве добавки к топливу этанол, увеличится с 1 млн. шт. в 1983 г. до 4,5—5 млн. шт. в 1990 г. и 11—14 млн. единиц в 2000 г. [209]. Прогнозируется, что мировое потребление пропан-бутана в качестве моторного топлива возрастет с 5 млн. т в 1985 г. до 10 млн. т в 1990 г. [210].

Общее потребление альтернативных моторных топлив в капиталистическом мире, включая их производство из битуминозных песков Канады и угля в ЮАР, оценивается нами в 20—21 млн. т н. э. в 1985 г. с возможным увеличением до 30 млн. т н. э. в 1990 г. В основном они предназначены для использования

в качестве карбюраторного топлива, замещая тем самым около 4% объема потребления бензина.

Учитывая возможное напряженное положение с обеспечением потребности в дизельном топливе, за рубежом ведутся исследования, направленные на возможность применения в дизельном двигателе: спиртов, растительных масел, а также эфиров, полученных на их основе; синтетических дистиллятов из угля, сланцев и битуминозных песков; сжатого и сжиженного природного газа. Применение этих продуктов требует существенной модификации дизельного двигателя, в связи с чем возможность их использования в качестве заменителя дизельного топлива в широких масштабах весьма проблематична.

В качестве перспективных топлив для авиационных двигателей рассматриваются прежде всего синтетические дистилляты, получаемые при переработке сланцев, а также сжиженный природный газ.

Считается, что водород, несмотря на его уникальные моторные свойства, в силу технических трудностей, связанных с его использованием и хранением на борту автомобиля, а также созданием необходимой распределительной сети и стационарных хранилищ, что требует больших затрат, может быть использован в качестве моторного топлива через 30—40 лет [211].

По энергетическому прогнозу ОЭСР [27] потенциально возможный уровень производства альтернативных заменителей нефти за счет использования битуминозных песков и тяжелых нефтей, горючих сланцев, газификации и гидрогенизации угля оценивается к 2000 г. в 40—70 млн. т у. т. (28—50 млн. т н. э.). Из этого количества «синтетической» нефти может быть получено 20—35 млн. т моторных топлив.

Возможные объемы мирового производства высокооктановых добавок (спиртов и эфиров) и использования газа в качестве моторного топлива на 2000 г. оцениваются нами в 30—35 млн. т н. э.

Таким образом, общее мировое производство и потребление альтернативных моторных топлив в 2000 г. может составить 50—70 млн. т или 5—7% к ожидаемому потреблению автомобильных топлив. Из этого следует, что моторные топлива, получаемые из нефти, сохранят свое ведущее положение в энергообеспечении транспортных процессов до 2000 г. и, очевидно, еще в течение достаточно длительного времени за его пределами.

Радикальным решением проблемы снижения потребления моторных топлив является замена ДВС на электродвигатель. Однако наиболее сложной задачей здесь остается разработка дешевой аккумуляторной батареи достаточной емкости, обеспечивающей пробег автомобиля до 200—250 км, без существенного увеличения его массы.

Далеко не исчерпаны также резервы в увеличении производства моторных топлив из нефти за счет углубления ее переработки и более рационального использования нефтепродуктов. Как уже отмечалось в главе 2, десятки миллионов тонн дистиллятных топлив в зарубежных странах используются в качестве котельно-печного топлива. Кроме того, в капиталистических странах, несмотря на количественный скачок в углублении переработки нефти, выработка мазута в 1985 г. составила 456 млн. т, что также является резервом получения моторных топлив со значительно меньшими затратами по сравнению с их производством из альтернативных видов сырья. Безусловно, эти ресурсные и экономические факторы сдерживают масштабы производства альтернативных моторных топлив, которые по технико-экономическим показателям эффективности использования уступают топливам, полученным из нефти.

ГЛАВА 6 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

Промышленное производство и энергетика, автомобильный транспорт и авиация, химизация сельского хозяйства и многие другие сферы деятельности человека приводят к изменению внешней среды и являются источниками загрязнения атмосферы, почвы, водоемов и морей. К основным веществам, загрязняющим воздушный бассейн, относятся оксид углерода, углеводороды, оксиды серы и азота и твердые частицы (первичные загрязнители). Другие вещества по своему происхождению являются вторичными. Например, так называемые «кислотные дожди», образующиеся в результате взаимодействия оксидов серы и азота с влагой воздуха.

Первичные загрязнители имеют множество естественных источников, обусловленных природными процессами, происходящими на Земле и в Океане; даже если бы не было антропогенной деятельности человека, в атмосфере существовал бы остаточный фоновый уровень содержания вредных соединений. По данным Д. Дэвинса [212], из 4 млрд. т взвешенных частиц, находящихся в атмосфере Земли, лишь 0,7 млрд. т, или $\approx 17\%$, можно считать частицами, появившимися в результате деятельности человека. В большинстве это трансформированные газообразные примеси (молекулы газа, превратившиеся в аэрозольные частицы). Выбросы сернистых соединений в результате антропогенной деятельности составляют $\approx 40\%$, а оксида азота 10—20% общего их содержания в атмосфере. Остальное количество приходится на природные микробиологические и химические процессы, происходящие в Океане и почве Земли. В свою очередь, содержание оксида уг-

лерода более чем на 90% является результатом антропогенной деятельности. Фоновое содержание CO в чистом воздухе нижних слоев атмосферы составляет $0,1 \pm 0,09$ млн⁻¹ и колеблется в зависимости от места взятия пробы воздуха, времени суток и года и других факторов. Например, на автострадах Лос-Анджелеса в часы пик были зарегистрированы концентрации CO, достигавшие 150 млн⁻¹.

Несмотря на громадные природные выбросы сернистых и азотистых соединений, в результате рассредоточенности по поверхности Земли фоновые концентрации этих соединений в окружающей среде составляют несколько частей на миллиард. В то же время в местах концентрации человеческой деятельности, прежде всего в городских агломерациях, содержание SO_x и NO_x многократно превышает естественное фоновое содержание.

Запыленность атмосферы в городах в 10 раз выше, чем в сельской местности. Содержание вредных газообразных веществ в городском воздухе в 5—35 раз, а для некоторых веществ — в сотни раз выше, чем в сельской местности. Концентрация свинца в воздухе крупных городов достигает 30—35 мг/м³, а бенз(α) пирена в местах интенсивного движения автотранспорта может превышать 10 мг/100 м³. Основные вредные промышленные выбросы в атмосферу Земли составляют (млн. т в год) [213]: оксид углерода — до 400, оксиды серы — до 190—200, оксиды азота — до 90, продукты неполного сгорания органических топлив — до 120, твердые частицы — до 120—130 (Σ=920—940).

Загрязнение атмосферы, воды и почвы оказывает негативное воздействие на условия обитания всего живого на Земле, ведет к нарушению экологического равновесия в природе и является важнейшей социально-экономической проблемой человечества. Основными потребителями ископаемого топлива, а следовательно, и главными источниками загрязнения воздушного бассейна являются энергетика, промышленные предприятия и транспорт. Развитие автомобильного транспорта, особенно интенсивное с 1950-х годов (в период появления дешевой нефти), резко изменило общую картину загрязнения окружающей среды. Если в середине 50-х годов преобладающая доля загрязнения воздушного бассейна приходилась на промышленные предприятия и бытовое использование топлива, то в настоящее время основные источники выбросов вредных веществ и их концентрации следующие (%) [212]:

	CO	[CH]	SO _x	NO _x	Твердые частицы
Двигатели транспортных средств	58	52	—	51	3
Электростанции	2	2	78	44	26
Промышленное производство	11	14	20	1	51
Лесные пожары, выжигание растительности	19	—	—	1	9
Испарение	—	27	—	—	—
Складирование твердых отходов	8	4	1	2	5
Прочие источники	4	1	1	1	6

Таким образом, роль автомобильного транспорта как главного источника загрязнения атмосферы возрастает. В среднем

один грузовой автомобиль выбрасывает в год ≈3 т вредных веществ, доля автомобильного транспорта в загрязнении окружающей среды в ряде городов составляет 30—40%, а в крупных — до 60% [214]. Еще более высока доля автомобильного транспорта в загрязнении атмосферного воздуха в крупнейших городах мира, составляя по отдельным компонентам (%) [34]:

	CO	[CH]	NO _x
Токио	99	95	33
Лос-Анджелес	98	66	72
Нью-Йорк	97	63	31
Москва	96,3	64,4	32,6
Ленинград	88,1	79	31,7

Количество выделяемых в окружающую среду вредных веществ зависит от численности и структуры автомобильного парка, технического состояния автомобиля и двигателя, типа двигателя и вида применяемого топлива, а также условий его эксплуатации. Относительные удельные показатели выбросов основных токсичных компонентов отработавших газов для различных двигателей составляют [215]:

	CO	[CH]	NO _x	Сажа	Бенз(α)пирен
Карбюраторный	15	6	2	1	2
Дизельный	1	2	1	20	1
Газотурбинный	1	1	6	1	20

В работе [216] приведены иные технико-эксплуатационные и экологические показатели для различных типов двигателей, в том числе и для двигателя внутреннего сгорания:

	Двигатель Стирлинга	Карбюраторный	Дизельный
Максимальный к. п. д.	50	30	40
Выбросы вредных веществ, г/км:			
CO	0,50—1,00	20,0—25,0	2,0
[CH]	0,05—0,01	1,6—2,0	0,8—1,0
NO _x	0,10—0,40	1,5—2,0	1,0—2,5
Удельная масса, кг/кВт	7	2	3
Стоимость двигателя:	0,6÷0,7	0,18÷0,25	0,25÷0,35
стоимость автомобиля			

Эти данные по выбросу вредных веществ различными двигателями подтверждаются и данными работы [28]. Таким образом, каждый двигатель и соответствующее ему топливо имеют достоинства и недостатки.

Особую опасность среди токсичных веществ в отработавших газах представляют канцерогенные полициклические углево-

дороды и наиболее активный бенз(α)пирен, а также сажа. Сажевые частицы канцерогенны по своей природе, кроме того, сажа — хороший адсорбент для бенз(α)пирена. Концентрация последнего в частицах сажи в 3—4 раза выше, чем в отработавших газах. Переход от одного двигателя к другому кардинально не решает проблему: дизель, имея удовлетворительные характеристики по выбросам почти всех токсичных компонентов, выбрасывает больше оксидов азота и сажи, чем карбюраторный двигатель. Необходимо учитывать и стоимость двигателя. Так, по к. п. д. и выбросам вредных веществ перспективным является двигатель Стирлинга. Кроме того, он может работать на топливах худшего качества по сравнению с бензином и дизельным топливом, но значительно дороже бензинового и дизельного двигателя.

Применение малотоксичного двигателя Стирлинга на автомобиле осложнено увеличением массы двигателя на единицу мощности по сравнению с бензиновым и дизельным в 3,5 и 2,5 раза соответственно, рядом нерешенных конструктивных трудностей в его создании и обеспечении надежной работы, а также высокой стоимостью. В определенной степени этими же недостатками обладает дизельный двигатель по отношению к карбюраторному. Удельная металлоемкость современных отечественных дизелей составляет 4,9—6,3 кг/кВт мощности, а у карбюраторных — 3,7—4,5 кг/кВт. С учетом более высокой сложности и трудоемкости изготовления дизельного двигателя стоимость его на 50—60% выше стоимости карбюраторного равной мощности. Литровая мощность дизельных двигателей на 35—40% меньше карбюраторных. Удельные затраты на техническое обслуживание и текущий ремонт дизеля выше, чем у карбюраторного двигателя на 15—20%. По уровню шума рассмотренные выше двигатели можно расположить в следующий ряд: двигатель Стирлинга < карбюраторный < дизельный < газотурбинный [28].

Экологическая чистота автомобиля может быть обеспечена при усовершенствовании конструкции традиционных двигателей внутреннего сгорания, улучшения процесса сгорания и других мероприятий, осуществляемых в процессе изготовления и эксплуатации автомобиля. Снижение отрицательного воздействия автомобильного транспорта на окружающую среду возможно при использовании альтернативных топлив, которые в процессе сгорания двигателя дают меньше вредных выбросов и нейтрализаторов отработавших газов.

В табл. 6.1 представленные данные по эффективности мероприятий, направленных на снижение токсичности двигателей и их влияние на топливную экономичность автомобиля [216]. В мировой практике наиболее распространено использование нейтрализаторов, устанавливаемых в выпускной системе двига-

Таблица 6.1. Эффективность мероприятий по снижению токсичности двигателей и их влияние на топливную экономичность

Мероприятия	Уровень выбросов, %			Удельный расход топлива, %
	CO	[CH]	NO _x	
Исходный уровень — бензиновый двигатель	100	100	100	100
<i>Конструктивные изменения двигателя и режимов его работы</i>				
Двигатель с турбонаддувом и меньшим объемом цилиндров	89—90	86—93	95—102	86—92
Отключение части цилиндров на режимах малых и средних нагрузок	75—80	55—70	105—115	75—80
Расслоение заряда в камере сгорания бензинового двигателя (расчет)	8—15	50	55	80—95
Форкамерный двигатель	10—15	50—70	85	85—95
<i>Применение новых видов топлив и добавок</i>				
Использование нефтяного и природного газов	25—30	70	70—80*	—
Использование бензино-метанольной смеси (до 15% CH ₃ OH)	—	80—90	65—70	103—105***
Добавка водорода к бензину и обеднение смеси	До 10	50	—	25—30***
Использование дизельного топлива	До 10	30	45—60**	65—80

* По некоторым данным, увеличение выбросов NO_x по сравнению с бензином составляет от 20 до 50% (см. табл. 6.3).

** По приведенным выше оценкам, увеличение выбросов по сравнению с бензиновым двигателем до 1,5—2,0 раз.

*** Экономия по бензину — 14%.

теля, что позволяет на 85% снизить выбросы CO, на 70% несгоревших углеводородов и на 20% — оксидов азота. Однако каталитические нейтрализаторы дороги, так как в них используются платина, палладий, а катализаторы, применяемые для реакции восстановления NO, содержат родий и рутений. Применение платины для изготовления катализаторов нейтрализации отработавших газов автомобилей в США составляет 40 т/год, или 40% потребления этого металла в капиталистических странах [215]. Необходимо также учитывать, что при каталитической нейтрализации отработавших газов расход топлива увеличивается на 3—5%, а сам метод применим на неэтилированных бензинах. Тем не менее по имеющимся оценкам в

Таблица 6.2. Динамика норм по токсичности автомобилей в США и Западной Европе (г/км пробега)

Компонент	Начало 70-х годов		Начало 80-х годов	
	США	ЕЭК ООН*	США	ЕЭК ООН
[CH]	2,6—1,9	6—10	0,26	3,0—6,0
CO	21,2—17,5	78—38	4,40—2,10	30,0—25,0
NO _x	1,9	Не нормируется	1,25—1,60	2,2—1,5

* Европейская экономическая комиссия ООН.

настоящее время в мире ежегодно нейтрализаторами оснащаются до 10 млн. автомобилей.

Эффективные системы нейтрализации, обезвреживающие одновременно три токсичных компонента — CO, [CH] и NO_x. Трехкомпонентная система нейтрализации позволяет выполнить нормы по токсичности автомобилей, принятые в СССР и странах Европы, с большим запасом, удовлетворяет и очень жестким нормам США (табл. 6.2).

Анализ автомобильного парка СССР по структуре и назначению показал, что наиболее рациональное использование системы нейтрализации отработавших газов бензиновых двигателей на городских автобусах ЛиАЗ-677 и ЛАЗ-695, грузовых автомобилях, осуществляющих внутригородские перевозки, легковых автомобилях — такси семейства ГАЗ и маршрутных микроавтобусах — такси РАФ [216]. Эти автомобили отличаются напряженным режимом эксплуатации, и на их долю приходится наибольшее количество выбросов вредных веществ в воздушный бассейн крупных городов. Это подтверждается данными распределения выбросов вредных веществ в городах с разной численностью по группам автомобилей [217] (%):

	>250 тыс. чел.	500 тыс. — 1 млн. чел.	>1 млн. чел.
Грузовые с бензиновыми двигателями	60,2	60,6	60,8
Грузовые дизельные	15,2	12,0	10,4
Автобусы с бензиновыми двигателями	15,1	13,7	13,1
Автобусы дизельные	0,6	2,6	3,6
Государственные легковые автомобили	3,0	5,5	6,7
Легковые автомобили индивидуального пользования	5,9	5,6	5,4

Систему нейтрализации отработавших газов с каталитическими нейтрализаторами Н-13 можно использовать на автомобилях типа ГАЗ-24, ВАЗ, УАЗ, РАФ, «Москвич» и других с

полной массой до 3,5 т. Нейтрализаторы типа Н-13 с гранулированным палладиевым катализатором обеспечивают эффективность очистки по оксиду углерода и углеводородам 85 и 70% соответственно. Применение двух нейтрализаторов Н-13 и двух эжекторов позволяет использовать эту систему на различных модификациях автомобилей ЗИЛ с эффективностью очистки отработавших газов 60—70% [216]. На автобусах ЛиАЗ-677 с бензиновыми двигателями, которые вместе с автобусами ЛАЗ-695Н преобладают в настоящее время в городском автобусном парке, применяют нейтрализатор Н-32 с палладиевым катализатором ШПАК-0,5. Как показала практика, заменять катализатор необходимо через 60—70 тыс. км пробега, т. е. примерно раз в году. Применение систем нейтрализации примерно на 10—15% увеличивает стоимость автомобиля, при этом приведенные затраты на автомобиль в год составляют ориентировочно ≈ 130 руб. для ГАЗ-24 и РАФ и ≈ 390 руб. — для автобуса ЛиАЗ-677. В пересчете на очистку отработавших газов, образующихся при сжигании 1 т бензина, приведенные затраты на нейтрализацию составляют 15—18 руб.

С ужесточением требований к уровню токсичности автомобилей затраты резко увеличиваются и в дальнейшем могут войти в противоречие с экономической целесообразностью эксплуатации автомобиля. Например, по данным ЕЭК ООН, затраты на антитоксичные мероприятия в зависимости от уровня требований к токсичности автомобилей (содержанию токсичных веществ, г/км) составляют [216]:

CO	[CH]	NO _x	Затраты, долл./автомобиль
13—28	2,1—3,3	1,2—1,7	69—260
12—26	1,7—2,7	1,2—1,7	111—558
10—22	1,4—2,2	1,2—1,3	180—1286

Рассмотрим, какое влияние может оказать применение альтернативных топлив на содержание токсичных компонентов в отработавших газах автомобиля. При использовании синтетических жидких продуктов из угля, сланцев и природных битумов (при соответствии их показателей качества показателям качества нефтепродуктов) содержание вредных веществ в отработавших газах двигателя будет на уровне нефтяных аналогов [13]. Экологические последствия применения топлив, как правило, оцениваются по удельным выбросам CO, [CH] и NO_x. Однако для более объективной оценки этих топлив необходимо принимать во внимание все источники загрязнения окружающей среды, что в ряде случаев может изменить картину. Например, при использовании спиртовых топлив наряду со снижением выбросов CO и NO_x отмечается повышенный выброс альдегидов и углеводородов. В среднем выбросы альдегидов при работе на спиртах в 2—4 раза выше, чем при работе двигателя на бензи-

Таблица 6.3. Удельные выбросы оксидов углерода и азота при работе автомобилей на различных топливах

Топливо	Удельные выбросы, г/(т·км)			
	CO	NO _x	CO	NO _x
	ЗИЛ-130		ГАЗ-24СП	
Бензин А-76	16,2	1,5	35,1	4,1
Метанол	11,5	3,7	13,3	9,0
Бензино-метанольная смесь БМ-15	9,5	3,5	10,3	9,0
Этанол	6,7	2,4	13,1	4,7
Газоход (90% бензина и 10% этанола)	9,6	3,3	11,7	9,8
Сжиженный пропан-бутан	4,9	2,0	10,6	4,8
Сжатый природный газ	5,4	2,2	11,8	5,0
Сжиженный природный газ	5,1	2,1	11,8	5,0

не, а выбросы паров смеси бензина с 10% этанола увеличиваются на 5% при движении автомобиля и на 42—48% при его заправке топливом.

При работе автомобиля на альтернативном топливе с различным энергосодержанием изменяются его технико-эксплуатационные показатели. Оценить экологическую эффективность топлива можно на основе приведения всей гаммы потенциально вредных выбросов к единице транспортной работы. В НИИАТ разработана специальная методика машинного моделирования важнейших критериев эффективности автомобильного транспорта при использовании альтернативных топлив, которая позволяет в сопоставимых условиях оценить содержание токсичных компонентов в отработавших газах для любой схемы альтернативного цикла энергопотребления*.

В табл. 6.3 представлены рассчитанные по указанной методике удельные выбросы CO и NO_x для двух моделей автомобилей, переоборудованных для работы на различных топливах. Как видно из таблицы, все виды альтернативных топлив характеризуются существенным снижением выбросов CO по сравнению с бензином, но наблюдается увеличение удельных выбросов оксидов азота.

Для более полной оценки эффективности применения альтернативных топлив на транспорте на рис. 6.1 приведены суммарный к.п.д. цикла энергопотребления топлив и комплексный показатель токсичности отработавших газов конвертированных автомобилей по более широкому кругу исследуемых альтерна-

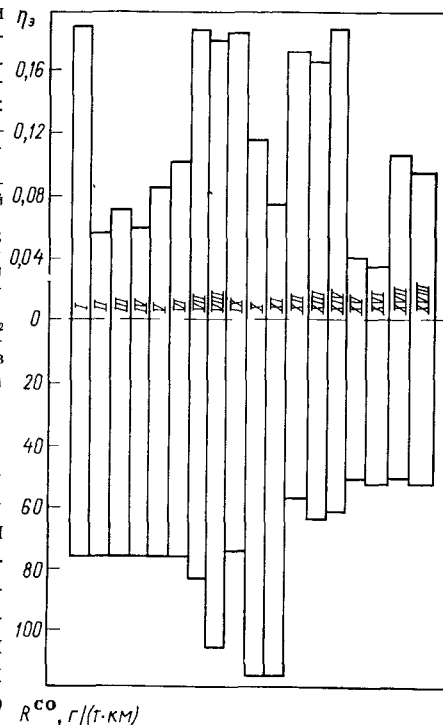
Рис. 6.1. Показатели эффективности применения альтернативных моторных топлив по энергетическому к.п.д. η_s и комплексному показателю токсичности отработавших газов R^{CO} :

I — нефтяной бензин А-76; II — бензин прямого синтеза из природного газа; III — бензин прямого синтеза из угля; IV — бензин «Mobil» из природного газа; V — бензин «Mobil» из угля; VI — синтетический бензин из угля; VII — бензин метанольный БМ-5; VIII — бензин метанольный БМ-15; IX — бензин с добавкой 8% ТБМЭ; X — метанол из природного газа; XI — метанол из угля; XII — сжиженный пропан-бутановый газ; XIII — сжатый природный газ; XIV — сжиженный природный газ; XV — H₂ жидкий электролизный; XVI — H₂ электролизный в гидриде MgH_{1,92}; XVII — H₂ из угля в жидком виде; XVIII — H₂ из угля в составе гидрида MgH_{1,92}

тивных топлив. Самый высокий к.п.д. у нефтяного бензина и его смесей со спиртами и трет-бутилметилловым эфиром, а также у газовых топлив, самый низкий — у водородных топлив. Вместе с тем последние характеризуются лучшими показателями по экологической чистоте.

Учитывая сложность использования водорода в чистом виде, в Институте проблем машиностроения АН УССР проведены исследования по его применению в виде добавки к бензину [215] на серийном автомобиле ГАЗ-24 («Волга»). Из бака, заполненного железотитановым гидридом, водород добавлялся к бензину. Испытания показали, что 10%-я добавка водорода позволяет снизить расход бензина на 50% (или на 23% суммарный расход энергии за счет более высокой теплоты сгорания водорода), уменьшить выбросы CO в 4 раза, углеводородов — примерно на 20% и оксидов азота — почти в 6 раз. Проведены также расчетно-экспериментальные исследования по добавке водорода к топливу, используемому в газотурбинном двигателе марки АИ-9. Оказалось, что добавка 3—5% водорода к реактивному топливу снижает эмиссию CO в 3—7 раз и бенз(α)пирена — в 3—6 раз, при этом расход топлива снижается на 15—20%.

По результатам испытаний, проведенных в Мичиганском университете (США), оказалось, что добавка 3,5% водорода к дизельному топливу позволила снизить выбросы сажи дизелем на 40% при 100%-й нагрузке его мощности, а при 80%-й нагрузке и добавке 5% водорода выбросы сажи уменьшились на 62% [215].



* Разработка модели и расчеты по ней выполнены Е. Е. Арсеновым под руководством Ф. В. Смеля.

Таким образом, концентрация токсичных веществ в отработавших газах двигателей внутреннего сгорания может меняться в широких пределах. Наряду с такими факторами, как вид топлива, техническое состояние автомобиля, метеорологические условия, выброс вредных веществ зависит и от режима работы двигателя. В связи с этим необходимо оценить токсичность каждого из отдельных компонентов, когда все выбросы приведены к одному компоненту, принимаемому за эталон. Как правило, в качестве такого эталонного компонента принимается оксид углерода. Для наиболее типичных отработавших газов автомобильных двигателей ниже приведены предельно допустимые концентрации компонентов и относительная значимость R_i (отношение ПДК оксида углерода к ПДК компонента) [216]:

	СО	[СН]	NO ₂	Сажа	Бенз(а)пирен
ПДК, мг/м ³	3,0	1,5	0,04	0,05	10 ⁻⁶
R_i	1,0	2,0	75,0	60,0	3·10 ⁶

В соответствии с рекомендациями [184], значения относительной агрессивности (токсичности) отдельных компонентов, присущих выбросам двигателей внутреннего сгорания, составляют (т у. т.):

СО	[СН]	NO _x	SO _x	Сажа	Соединения свинца
1,0	1,26—3,16	41,1	16,5	200—300	22400

По указанной методике, экономическая оценка ущерба, причиняемого годовыми выбросами загрязнений в атмосферный воздух (У, руб/год), для всякого источника определяется по формуле:

$$U = \gamma \sigma f M, \quad (6.1)$$

где γ — константа, равная 2,4 руб/у.т; σ — показатель относительной опасности загрязнения атмосферного воздуха ($\sigma=4$ для территории промышленных узлов и предприятий и $\sigma=8$ для центральной части городов с населением свыше 300 тыс. чел.); f — показатель, учитывающий характер рассеивания примеси в атмосфере, принимаемый в расчетах равным 1; M — приведенная масса годового выброса вредных веществ, зависящая от показателя относительной агрессивности (токсичности), у. т/т.

В свою очередь, M вычисляется по формуле:

$$M = \sum_{i=1}^n A m_i, \quad (6.2)$$

где A — показатель относительной агрессивности примеси i , у. т/т; m_i — масса годового выброса примеси i в атмосферу, т/год; n — общее число примесей, выбрасываемых источником в атмосферу.

Пользуясь этими формулами и значениями относительной агрессивности примесей, рекомендуемыми указанной выше методикой, можно вычислить приведенную массу вредных выбросов и размер экологического ущерба при употреблении нефтяных и альтернативных топлив в расчете на 1 т топлива, на один автомобиль в год и на 1 км пробега. Расчеты, приведенные

Таблица 6.4. Масса вредных веществ в отработавших газах на 1 т расхода топлива и экономический ущерб от его использования

Показатель	Бензин	Дизельное топливо	Сжатый природный газ при использовании	
			в карбюраторном двигателе	по газодизельному циклу

Масса вредных веществ в отработавших газах

СО, т	0,270	0,035	0,110	0,095
[СН], т	0,034	0,011	0,015	0,014
NO _x , т	0,028	0,051	0,031	0,035
SO _x , т	0,010	0,045	Следы	0,009
Сажа, кг/т	0,800	5,000	Следы	1,000
Соединения свинца, кг/т	0,330	—	—	—
Итого в натуральном выражении, т	0,343	0,147	0,156	0,154
Приведенные выбросы, у. т./т (по формуле 6.2):				
по сумме всех токсичных компонентов	9, 10(1,70*)	3,88	1,41	1,91
по нормируемым выбросам (СО+СН+NO _x)	1,49	2,15	1,41	1,56

Экономический ущерб на 1 т топлива (по формуле 6.1)**

При использовании этилированного бензина, руб/т	87,4/174,7	—	—	—
По сумме токсичных компонентов, руб/т	16,3/32,6***	37,2/74,4	13,5/27,0	18,3/36,6
По нормируемым выбросам (СО+СН+NO _x), руб/т	14,3/28,6	20,6/41,2	13,5/27,0	15,0/30,0

* При использовании этилированного бензина — 9,10, неэтилированного — 1,70 у. т/т.

** В числителе — экономический ущерб для территории промышленных предприятий и промышленных узлов ($\sigma=4$), в знаменателе — для центральной части городов с населением свыше 300 тыс. чел. ($\sigma=8$).

*** При использовании неэтилированного бензина.

ниже, носят ориентировочный характер из-за неполноты исходной информации, тем не менее они позволяют судить об относительной экологической эффективности применения различных видов топлив.

Масса вредных веществ на 1 т топлив разного вида и экономический ущерб от их использования приведены в табл. 6.4 по данным [218] и авторов. Наибольшие приведенные выбросы (в у.т./т) и размер экономического ущерба отмечается при использовании этилированного бензина. По сумме приведенных выбросов он более чем в 2,3 раза превосходит дизельное топливо и почти в 6,5 раз сжатый природный газ. Этиловая жидкость и содержащийся в ней свинец являются наиболее токсичными компонентами автомобильного бензина. Применение неэтилированного бензина по сумме приведенных токсичных выбросов, а также экологическому ущербу более чем в два раза эффективнее дизельного топлива и почти соответствует газовому

топливу, где наблюдается повышенный выброс оксидов азота. В свою очередь, при использовании сжатого природного газа в газодизельном цикле почти в два раза снижаются приведенные выбросы по сумме всех токсичных компонентов и экологический ущерб по сравнению с дизельным топливом. В расчетах по газодизельному циклу принято, что соотношение расхода газа и дизельного топлива составляет 80 и 20% соответственно.

Если говорить о перспективах снижения токсичности автомобилей, то первоочередным мероприятием, дающим максимальный эффект и требующим минимальных затрат, должен стать отказ от производства этилированных бензинов со свинцовыми антидетонаторами. Производство неэтилированных бензинов потребует дополнительных мощностей по каталитическому риформингу с повышением жесткости процесса, а также по производству высокооктановых компонентов алкилированием, изомеризацией, получению трет-бутилметилового эфира и др. Ориентировочно дополнительные приведенные затраты на 1 т бензина возрастут в этом случае на 15—20 руб., однако экономический ущерб при этом снизится со 174,7 до 32,6 руб/т при использовании его в городах с населением свыше 300 тыс. человек и с 87,4 до 16,3 руб/т при использовании в зоне промышленных узлов и предприятий. Предотвращенный экологический ущерб по экономической эффективности в данном случае в 4—7 раз перекрывает затраты на организацию производства неэтилированных бензинов.

В городах с населением свыше 300 тыс. жителей становится эффективным применение сжатого природного газа. И хотя, как отмечалось в главе 5, приведенные затраты на применение сжатого газа на автомобилях ЗИЛ и ГАЗ по сравнению с бензином больше на 95—125 руб/т в расчете на 1 т замещаемого бензина, экономический ущерб от токсичных выбросов меньше на 148 руб/т (см. табл. 6.4).

По сравнению с неэтилированным бензином использование сжатого газа не дает заметных преимуществ, так как снижение экологического ущерба составляет 3—6 руб/т замещаемого бензина при таких же дополнительных затратах на замещение (95—125 руб/т). Если исходить только из критерия экологической эффективности, более предпочтительной является каталитическая нейтрализация отработавших газов. Она позволяет снизить суммарные нормируемые выбросы бензинового автомобиля с 1,49 до 0,96 у.т/т и уменьшить за счет этого экономический ущерб на 6—12 руб/т при дополнительных затратах на нейтрализацию в размере до 22 руб/т, что в 4—5 раз дешевле по сравнению с переводом автомобиля на сжатый природный газ.

Основные показатели, характеризующие пробег, годовой расход топлива, удельные выбросы токсичных веществ и экономический ущерб при использовании бензиновых (карбюраторных) и дизельных автомобилей семейства ЗИЛ даны ниже:

	Карбюраторный*	Дизельный
Грузоподъемность, т	6,0	6,0
Годовой пробег, тыс. км	34,6	34,6
Годовая производительность, тыс. т·км	112,2	112,2
Годовой расход топлива, т	10,9	8,3
Годовые выбросы токсичных веществ, т:		
CO	2,940	0,291
[CH]	0,370	0,091
NO _x	0,305	0,423
SO _x	0,109	0,369
сажа	0,009	0,042
Приведенные выбросы по сумме всех токсичных компонентов:		
усл. г/км	535	931
усл. т/год	18,530	32,204

Экономический ущерб от выброса вредных веществ на автомобиль в год, руб.**	177,7/355,4	308,8/617,6
Экологическая составляющая ущерба на 1 км пробега, коп.**	0,51/1,02	0,89/1,78

* При использовании неэтилированного бензина.

** В числителе — экономический ущерб для территории промышленных узлов и предприятий, в знаменателе — для центральной части городов с населением свыше 300 тыс. человек.

Дизельный автомобиль по сумме приведенных затрат в расчете на одинаковые пробег и работу наносит экологический ущерб в 1,7 раз больше, чем бензиновый автомобиль. Этим уточняются результаты расчета, представленные в табл. 6.4, по которому использование 1 т дизельного топлива наносит ущерб в 2,3 раза больше чем 1 т бензина. Но наряду с уменьшением выбросов CO и [CH], что является положительным фактором дизелизации автомобильного транспорта, использование дизельных двигателей ведет к увеличению выброса оксидов азота и сажи.

Снизить их выбросы можно при использовании газодизельного процесса, позволяющего уменьшить выбросы оксида азота примерно в 1,5 раза и сажи — в 5 раз (см. табл. 6.4). Вместе с тем необходимо осуществление работ по нейтрализации отработавших газов дизельных автомобилей и улавливанию твердых частиц сажи.

При комплексном подходе к широкомасштабному производству альтернативных топлив и прежде всего синтетических, получаемых при переработке угля, сланцев и битуминозных песков, необходимо остановиться на следующих основных аспектах. Организация производства альтернативных топлив связана не только с решением сложных технических задач, но и с многообразными проблемами экономического, социального и экологического характера. Экономической и экологической стороне проблемы уделено достаточно внимания. Социальные аспекты проблемы — это прежде всего привлечение дополнительных трудовых ресурсов, что обусловлено строительством горнодобывающих и перерабатывающих предприятий, создание необходимой инфраструктуры промышленного и социально-бытового характера, выбор площадок для строительства предприятий и населенных пунктов с учетом обеспечения нормальных условий проживания строителей и эксплуатационников по экологическим факторам. Социальные проблемы тесно смыкаются с экологическими — потребление воды и сброс сточных вод, выбросы пыли при горных разработках и переработке сырья. По мере концентрации производственных мощностей по добыче и переработке альтернативных видов сырья они из региональных экологических проблем могут перерасти в глобальные социально-экологические. Например, загрязнение и повышение температуры

открытых водоемов, в частности, рек, до уровня, представляющего опасность для живущих в них обитателей; образование плотных пылевых облаков, распространяющихся на десятки и сотни километров от источников выброса; значительные нарушения природного ландшафта.

В связи с отсутствием реальных инженерных проработок по производству синтетических топлив из угля и ряда других нетрадиционных ресурсов оценить достаточно точно влияние социально-экономических факторов на технологию их производства и применения затруднительно. Вместе с тем имеющиеся разрозненные данные позволяют выявить общие тенденции, характеризующие сравнительную экономическую и социально-экологическую эффективность производства альтернативных топлив из различных видов сырья. Так, по минимальным оценкам, капитальные вложения на получение синтетической нефти из угля, сланцев и природных битумов с последующей ее переработкой в моторные топлива в 3—4 раза превышают капитальные вложения в переработку обычной нефти. Это вызывает необходимость привлечения дополнительной рабочей силы, создания дополнительных мощностей по производству оборудования в эквивалентном (или близком) соотношении к стоимости строительства. По данным Института газовой технологии США [13], производство 125 млн. т в год синтетических топлив из угля, сланцев и природных битумов потребует свыше 90 млрд. долл. капитальных вложений. Для обеспечения этой программы потребовалось бы использование свыше 25% имеющихся мощностей промышленности США по производству насосно-компрессорного и массотеплообменного оборудования, а также создание двух новых промышленных центров каждый с населением по 1 млн. человек.

Одним из основных факторов, сдерживающих внедрение промышленной технологии переработки сланцев в США, запасы которых многократно превышают запасы нефти, являются расходы на охрану окружающей среды. Например, расходы на получение сланцевой нефти составляют 25—37 долл/м³, а с учетом затрат на охрану окружающей среды они увеличиваются до 75—94 долл/м³, т. е. в 3 раза. Эти средства используются на восстановление природного ландшафта, обезвреживание отходов, шлама и поиски места для размещения отработанного сланца [219].

Расход свежей воды на получение синтетических жидких продуктов из угля разными процессами составляет от 4 до 30 м³/т, а синтетической нефти из сланцев — 2,2 м³/т, что в несколько раз выше расхода свежей воды при переработке нефти, составляющего около 1 м³/т [220]. Количество сточных вод при переработке угля более чем в два раза превышает количество

стоков, образующихся при переработке нефти — 1,57 и 0,75 м³/т соответственно.

В связи с отсутствием данных по выбросам в атмосферу при переработке альтернативных видов сырья в моторные топлива об изменении экологической ситуации можно косвенно судить по выбросам вредных веществ при их сжигании (г/м³):

	Уголь	Жидкое неф- тяное топ- ливо	Природный газ
Сажа, пыль	0,6—3,0	0,07—0,35	0,07—0,0035
Диоксид серы	1,07—7,7	0,7—4,0	Следы
Оксиды азота	0,25—2,2	0,2—1,1	0,8—1,7
Оксид углерода	0,004	0,056	0,015
Суммарные выбросы (% к углю)	100,0	60,0	20,0

На основе изложенного выше можно сделать вывод, что производство альтернативных топлив из твердых видов сырья сопряжено с увеличением капиталоемкости и материалоемкости, привлечением дополнительной рабочей силы при строительстве и эксплуатации предприятий по получению синтетических жидких топлив. По приближенной оценке эти показатели возрастают по сравнению с переработкой традиционной нефти в 3—4 раза, расходы воды увеличиваются минимум в 2—4 раза, а выбросы в атмосферу — в 1,4—1,5 раза.

ГЛАВА 7

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ В СССР

Для выявления перспективных тенденций в динамике и структуре потребления моторных топлив необходимо, во-первых, выбрать те отрасли, где их применение дает максимальный народнохозяйственный эффект; во-вторых, выделить те направления научно-технического прогресса, которые позволяют существенно снизить расход нефти за счет использования прогрессивной техники и технологии как при производстве, так и применении нефтяных топлив; в-третьих, определить наиболее перспективные альтернативные заменители нефтяных топлив с точки зрения ресурсной обеспеченности, технической возможности и экономической целесообразности замещения. Решение этих задач тесно связано с оценкой перспективных потребностей в

топливе и энергии в целом и ее отдельных видов и наличием «зоны неопределенности» при выполнении таких прогнозов. Эта зона неопределенности в значительной степени обусловлена сложной системой взаимосвязей нефтеснабжения с другими отраслями народного хозяйства, характер которой на примере моторных топлив приведен на рис. 2.1 (см. стр. 35).

Исходя из ресурсной обеспеченности добычи нефти и прогнозных оценок ее стоимости, первоочередными проблемами становятся: рациональное использование нефти в наиболее эффективных сферах потребления и выявление резервов снижения потребности в нефтяных топливах. В условиях широкого внедрения хозрасчета существенная роль здесь должна отводиться правильному формированию уровня оптовых цен на нефтяные топлива и их соотношения с другими энергоносителями. При этом отправной позицией должно стать построение оптовых цен на базе общественно необходимых затрат. Действующие цены на самые массовые виды нефтяных топлив — мазут и дизельное топливо — ни в малейшей степени не стимулируют потребителей на сокращение их расхода. Например, для ряда экономических районов страны оптовые цены промышленности на мазут ниже цен на энергетические угли, а цены на дизельное топливо — почти в три раза ниже цены на бензин А-76 (66—68 руб/т против 195 руб/т). В результате в себестоимости продукции сельского хозяйства (крупнейшего в нашей стране потребителя дизельного топлива — около 40% общего расхода) затраты на топливо составляют менее 6%, а в себестоимости грузовых перевозок на дизельном автомобиле — 10—12% против 25—30% на карбюраторном (при более высокой стоимости дизельного автомобиля и больших затратах на его техническое обслуживание). Столь низкий уровень цен на дизельное топливо не стимулирует снижение его расхода при эксплуатации техники, а создателей двигателей — на повышение их топливной экономичности. В ряде случаев это противодействует использованию более рациональных энергоносителей вместо нефтяных топлив, как, например, более интенсивному развитию электрификации железнодорожного транспорта или городского электрифицированного транспорта.

Таким образом, создание научно обоснованной системы оптовых цен на нефтяные топлива и другие энергетические ресурсы может послужить действенной мерой по экономному использованию нефти.

Перевод объектов стационарной энергетики, в первую очередь электростанций, с мазута на природный газ и уголь соответствует основным положениям Энергетической программы СССР и не сопряжен со значительными техническими трудностями. Стимулирование такого перевода должно обеспечиваться соответствующим уровнем оптовых цен на взаимозаменяемые

энергетические ресурсы, построенные на базе замыкающих затрат.

Перспективные замыкающие затраты на мазут в Европейской части СССР и на Урале выше, чем на газ, на 12—18 руб/т у.т. и выше затрат на уголь на 18—27 руб/т у.т., что экономически предопределяет целесообразность замещения мазута на газ и уголь. Еще более велика эта разница для Сибири и некоторых других районов страны.

Расчеты показывают, что на первом этапе периода (примерно к 2000 г.) возможно снижение расхода мазута на электростанциях в два раза по сравнению с уровнем 1985 г. с последующим уменьшением его потребления для нужд электро- и теплоэнергетики в 3—3,5 раза за пределами 2000 г. (2005—2010 гг.). Это создает объективные предпосылки для использования мазута в качестве сырья для его переработки в моторные топлива. Такое направление развития нефтеперерабатывающей промышленности обеспечивает рациональное использование нефти в условиях увеличения затрат на ее добычу и характеризуется высокой народнохозяйственной эффективностью.

Дальнейшее развитие научно-технического прогресса в нефтеперерабатывающей промышленности, и в частности углубление переработки нефти, все с большей остротой ставит проблему создания надежной машиностроительной базы, прежде всего, по производству нефтеаппаратуры, химического оборудования, компрессоров, насосов, арматуры. Систематическая недопоставка этих видов оборудования для капитального строительства и ремонтно-эксплуатационных нужд нефтепереработки приводила и приводит к срыву планов капитального строительства и увеличению «возрастного» состава действующего оборудования с высокой степенью физического и морального износа.

Значительная часть действующих установок по основным процессам — первичной перегонке нефти, каталитическому и термическому крекингу, производству смазочных масел и ряду других — находится в эксплуатации свыше 20—30 лет. Единичная мощность этих установок в 2—6 раз меньше, расход энергетических ресурсов в 1,5—2,5 раза выше, а производительность труда в 1,5—4 раза ниже, чем на современных аналогичных отечественных установках. Особенно остро нуждается в обновлении общезаводское хозяйство нефтеперерабатывающих предприятий: резервуарные парки, объекты электроснабжения, водоснабжения, канализации, очистные сооружения, доля которых составляет около 35% общих производственных фондов НПЗ. Так, из общего количества резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов не более 5% оборудованы плавающими крышами, что приводит к значительным потерям легких фракций и загрязнению окружающей среды. В целом неудовлетворительное техническое состояние оборудования и общезаводского хо-

зяйства НПЗ во многом обуславливает тяжелую экологическую обстановку в ряде крупных центрах нефтепереработки.

Это подчеркивает не только техническую и экономическую, но и социальную значимость скорейшего обновления действующего оборудования НПЗ на современное, более эффективное. Для решения данной проблемы необходимо нарастить в машиностроительном комплексе мощности по производству массотеплообменного, вакуумного, холодильного, насосно-компрессорного оборудования, средств автоматизации, контроля и управления для нефтеперерабатывающей промышленности не менее чем в 1,5—2 раза.

По нашей оценке, вложение каждого миллиарда рублей в создание мощностей по глубокой переработке нефти позволит получить чистую экономию в 3—4 млрд. руб. капитальных вложений за счет уменьшения добычи нефти.

Народнохозяйственный годовой эффект от достижения планируемой в XII пятилетке глубины переработки нефти в 65% оценивается в 1990 г. в 600—800 млн. руб., на конец XIII пятилетки — в 1,0—1,2 млрд. руб. (по совокупным приведенным затратам в переработку мазута и замещение его в балансе котельно-печного топлива газом по сравнению с наращиванием объема добычи нефти). При этом относительное снижение объема добычи и переработки нефти в 1990 г. оценивается в 25—26 млн. т, в 1995 г. — на уровне 35—37 млн. т. Таким образом, углубление переработки нефти — наиболее эффективный и рациональный путь удовлетворения перспективной потребности народного хозяйства в моторных топливах и генеральное направление развития нефтеперерабатывающей промышленности на перспективу.

Каковы же тенденции в перспективной динамике и структуре потребления нефтепродуктов? По нашему мнению, эту проблему необходимо увязывать с социальной переориентацией экономики на удовлетворение потребностей людей в полноценных продуктах питания, насыщении рынка товарами народного потребления (в том числе товарами длительного пользования, в частности, легковыми автомобилями) и услугами (в том числе, транспортными). Должны быть реализованы программы жилищного строительства, улучшения здравоохранения, народного образования, культуры.

Социальная направленность развития экономики предусматривает увеличение фонда потребления в структуре национального дохода и соответственно рост его на душу населения, т. е. повышение личного благосостояния трудящихся.

Из всех потребителей моторных топлив наибольший вклад в развитие социальной сферы может внести автомобильный транспорт, что заставляет по-новому взглянуть на его роль и значение в жизни нашего общества.

В течение длительного времени развитие автомобильной промышленности в нашей стране и формирование автомобильного парка обуславливались в значительной степени интересами материального производства, а следовательно, развитием в основном грузового автомобильного парка средней (2,1—5 т), большой (5,1—8 т) и в какой-то степени особо большой грузоподъемности (выше 8 т). Выпуск грузовых автомобилей, предназначенных для сферы обслуживания, грузоподъемностью до 2 т и ниже был совершенно недостаточен, и их доля в общем парке грузовых автомобилей не превышает 10—11%. В результате такой структуры парка перевозка мелкопартионных грузов для торговли и сферы обслуживания производится на автомобилях грузоподъемностью 4—6 т (ГАЗ-53 и ЗИЛ-130), что ведет к перерасходу сотен тысяч тонн моторных топлив. Для сравнения можно сказать, что доля малотоннажных грузовых автомобилей, предназначенных для сферы обслуживания и индивидуальной трудовой деятельности, в большинстве развитых стран мира составляет 70—80%.

Намечаемое на перспективу расширение сферы обслуживания населения, развитие кооперативной, арендной и индивидуальной трудовой деятельности вызывают необходимость существенного увеличения выпуска малотоннажных, в том числе специализированных, грузовых автомобилей грузоподъемностью 0,8—1,5 т.

С точки зрения рациональной структуры потребления моторных топлив и характера грузовых перевозок развитие грузового автомобильного транспорта должно идти по пути увеличения доли автомобилей малой (до 2 т) и особо большой (выше 15 т) грузоподъемности. Это потребует, в соответствии с выдвигаемой нами концепцией, строительства новых автомобильных заводов по производству малотоннажных грузовиков и соответствующего развития производства автомобилей-пикапов грузоподъемностью 0,5—1,0 т на шасси легковых автомобилей. Накопленный парк таких автомобилей к концу прогнозируемого периода должен возрасти в 10—12 раз против существующего уровня, а с их учетом общая численность грузового автомобильного парка увеличится в 2,0—2,3 раза.

Вместе с тем, с учетом технического прогресса в автомобилестроении и создания рациональной структуры парка прогнозируемый уровень потребления моторных топлив на грузовых перевозках не должен возрасти более чем в 1,4—1,5 раза по сравнению с существующим уровнем.

В сфере обслуживания населения пассажирскими перевозками транспортом общего пользования необходимо повысить регулярность и частоту рейсов, комфортность поездок с одновременным снижением коэффициента наполняемости автобусов и времени нахождения в пути (особенно при следовании на ра-

боту и с работы во внутригородском и пригородном сообщении), что позволит снизить утомляемость. Обеспечение регулярности, частоты рейсов и комфортности поездок вызовет увеличение удельных расходов топлива на перевозочную работу, что может быть в определенной степени компенсировано увеличением в парке городских и пригородных автобусов доли машин с большой и особо большой вместимостью (типа «Икарус»). При этом расход топлива для нужд пассажирского транспорта повысится в 1,3—1,4 раза.

Развитие транспорта общего пользования должно быть тесно увязано с перспективами развития легкового автомобильного транспорта личного пользования.

В 1985 г. в СССР количество личных легковых автомобилей составляло 12,5 млн. штук, или 45 автомобилей приходилось на 1000 жителей. В том же 1985 г. количество личных легковых автомобилей, приходящихся на 1000 чел. населения, составляло: в США — 535, в среднем по Западной Европе — 350—400, в Японии — 230. В странах СЭВ этот показатель находился на следующем уровне: Болгария — 115, Чехословакия — 169, ГДР — 188.

Следует признать, что рост легкового автомобильного парка, достигнутый не только в развитых капиталистических, но и в социалистических странах СЭВ, в определенной степени является показателем достигнутого жизненного уровня населения. О динамике и темпах развития автомобилизации позволяют судить такие данные по Западной Европе и Японии: в 1960 г. в Западной Европе на 1000 чел. населения число личных легковых автомобилей составило 71, в 1970 г. — около 200, в 1980 г. — около 320; в Японии соответственно — 4, 67 и 204.

Высокие темпы роста личных автомобилей отмечались в СССР со второй половины 60-х до начала 1980-х годов, что связано с созданием ВАЗа и было правомерно для начального этапа автомобилизации. Если в 1965 г. на 1000 жителей страны приходилось 4 личных легковых автомобиля, то в 1975 г. — 16, в 1980 г. — 30. Однако эти темпы роста во многом были обусловлены тем, что дефицитность автомобилей предопределила долговременную их эксплуатацию — практически устаревшие автомобили не списываются, в связи с чем в общей структуре парка доля автомобилей со сроком эксплуатации 11—15 лет составляла 20%, более 15 лет — 7%. Таким образом, свыше четверти легкового автомобильного парка достигло или достигнет в текущей пятилетке предельного 15-летнего срока эксплуатации. В 1985 г. почти два миллиона личных легковых автомобилей не прошли технического осмотра в ГАИ или не представлялись на него вследствие высокой степени износа*. Это означает, что

* «За рулем». 1988. № 9. с. 1—2.

в текущей пятилетке наступил период массового списания устаревших легковых автомобилей, достигших предельного 15-летнего срока эксплуатации, а при существующем в нашей стране уровне продажи легковых автомобилей (в 800—900 тыс. штук в год) — это практическая стагнация легкового автомобильного парка, что и подтверждается данными Госкомстата: в 1986 г. на 1000 жителей стало 46 личных автомобилей, в 1987 г. — 47.

Устаревший автомобильный парк характеризуется и высоким удельным эксплуатационным расходом топлива, который, по нашим оценкам, составляет в среднем по легковым автомобилям индивидуального пользования около 10,0—10,3 л на 100 км пробега. В то же время новые отечественные легковые автомобили типа «Кама» («Ока»), ЗАЗ-1102 («Таврия») имеют эксплуатационный расход топлива на 100 км в пределах 5—6 л, ВАЗ-2108 — 6,5—7 л, т. е. на 30—50% ниже.

Программой увеличения выпуска товаров народного потребления предусматривается вместо начатого строительства Елабужского тракторного завода создать завод по производству легковых автомобилей типа «Ока» с вводом в 1991 г. линии по производству 300 тыс. автомобилей, а в 1995 г. — 900 тыс. автомобилей. Безусловно, строительство такого завода — крупнейший вклад в развитие автомобилизации, но, по нашей оценке, для полного насыщения внутреннего рынка легковыми автомобилями этого недостаточно.

Чтобы достигнуть показателя насыщенности легковыми автомобилями в 115—120 штук на 1000 жителей, т. е. выйти на нижний сегодняшний уровень стран СЭВ, надо к 2000 г. иметь мощности по производству легковых автомобилей не ниже 3,3—3,5 млн. штук при ежегодном списании действующего парка на уровне 6%. Другими словами, полное обновление парка должно происходить каждые 15 лет.

Таким образом, к 2000 г. надо создать новые мощности по производству легковых автомобилей не менее чем на 2,0—2,2 млн. единиц. При тех же, достаточно скромных темпах обновления парка легковых автомобилей для выхода к 2010 г. на рубеж 200 автомобилей на 1000 жителей, т. е. примерно на сегодняшний уровень ГДР и Западной Европы начала 70-х годов, надо иметь мощности по их выпуску на уровне 6,5—7 млн. автомобилей в 2010 г. Этот выпуск в основном, примерно на 60%, должен быть ориентирован на автомобили особо малого класса (типа «Ока», «Таврия») и на 30—35% — малого класса (типа «ВАЗ»). Достижимо ли увеличение выпуска легковых автомобилей за 20 лет на 5—6 млн. штук, т. е. примерно в 5 раз против существующего сегодня уровня их производства в стране? Обратимся к зарубежной статистике, в частности, к примеру Японии и Испании. Япония за 20 лет, с 1960 по 1980 г., увеличила производство легковых автомобилей со 165 до 7038 тыс.

штук, т.е. в 43 раза, а Испания — соответственно с 49 до 1029 тыс. штук, т.е. в 21 раз*. Эти примеры свидетельствуют о том, что высокие темпы развития автомобильной промышленности вполне реальны при целенаправленном развитии экономики на удовлетворение личных потребностей населения.

Безусловно, мы представляем всю сложность проблемы, связанную с развитием автомобилизации и необходимостью вложения десятков миллиардов рублей в создание не только автомобильных заводов, но и сопряженных производств по выпуску комплектующих узлов, деталей и изделий, а также разветвленной системы сервисного автотехнического обслуживания. Но ведь эти затраты и окупаются чрезвычайно быстро — за 2—3 года по минимальной оценке. Увеличение выпуска легковых автомобилей — это путь к насыщению нашего дефицитного товарного рынка, равновесию товарно-денежного баланса, многомиллиардным поступлениям в доход государственного бюджета.

Увеличение легкового автомобильного парка примерно в 2,5 раза к концу первого этапа прогнозируемого периода и в 5 раз — к концу второго этапа вызовет рост потребления моторных топлив. Однако, в результате технического прогресса и предлагаемого изменения структуры парка, средний эксплуатационный расход топлива составит 5,5—6,0 л на 100 км, т.е. должен быть снижен на 40—45% по сравнению с существующим.

Дальнейшее развитие социальной сферы нам видится в улучшении транспортной обеспеченности, а следовательно, в росте потребления моторных топлив для нужд здравоохранения, культуры, народного образования. Поставки специализированных автомобилей и автобусов в эти отрасли, особенно в сельской местности, должны быть увеличены для улучшения медицинского и культурного обслуживания населения.

Принципиально должны быть пересмотрены структура парка моторной техники и уровень потребления моторных топлив в сельском хозяйстве. Многолетняя ориентация на создание энергонасыщенной моторной техники, мощность которой в режимах частичных нагрузок использовалась на 30—50%, должна быть также пересмотрена. Внедрение арендного и бригадного подряда, расширение садово-огородных кооперативов настоятельно диктуют необходимость нового подхода в формировании сельскохозяйственной моторной техники нового поколения на основе увеличения выпуска мотоблоков и минитракторов различного назначения мощностью от 1—5 до 15—30 кВт, а для энергонасыщенной техники — возможность отключения части цилиндров при работе с неполной нагрузкой. Это позволит, по

* БИКИ, 1984. прилож. 1, с. 94.

ориентировочной оценке, снизить расход моторных топлив в сельском хозяйстве на 10—20% против существующего уровня.

В целом по народному хозяйству при общем росте потребления нефтепродуктов на 18—20% по сравнению с уровнем 1985 г. потребление моторных топлив к концу первого этапа прогнозируемого периода возрастет в 1,45—1,5 раза, а к концу второго этапа — примерно в 1,7 раза. При этом основная доля прироста потребности будет приходиться на развитие социальной сферы и личного автомобильного транспорта. Существенно должна измениться и структура потребления нефтепродуктов с увеличением в ней доли моторных топлив (в %):

	1985 г.	Прогнозируемый период	
		I этап	II этап
Моторные топлива	40	50—52	57—60
Котельно-печные топлива	47	33—31	22—19
Нефтепродукты, используемые в качестве сырья и материалов (смазочные масла, нефтебитумы, парафины, кокс, нефтехимическое сырье и т.д.)	≈ 13	≈ 17	≈ 21
Всего	100	100	100

Основной прирост потребления моторных топлив предусматривается на транспортные нужды, особенно на автомобильный и воздушный. По сравнению с уровнем 1985 г. прогнозируется общий рост потребления моторных топлив для транспорта — к концу первого этапа — в 1,65—1,7 раза, к концу второго этапа — в 1,8—1,9 раза. При относительной стабилизации потребления моторных топлив на железнодорожном транспорте, где прирост потребности будет в основном обеспечиваться за счет расширения электрической тяги при незначительном (на 15—20%) росте потребления моторных топлив на водных видах транспорта, потребление на автомобильном транспорте должно возрасти (по отношению к 1985 г.) — в 1,8—1,85 раза к концу первого этапа и в 2,0—2,1 раза — к концу второго этапа, а на воздушном — соответственно в 1,6 и 1,9—2,0 раза.

Вместе с тем общая структура энергопотребления по видам транспорта будет относительно стабильной (в %):

Вид транспорта	1985 г.*	Прогнозируемый период	
		I этап	II этап
Автомобильный	58	64	65
Воздушный	13	13	14
Железнодорожный	21	17	16
Водный (морской и речной)	8	6	5
Всего	100	100	100

* С округлением.

Прогнозируется следующий рост потребления моторных топлив по основным его видам (по отношению к уровню внутрен-

него потребления в 1985 г.): автомобильный бензин — в 1,3—1,4 раза, дизельное топливо — в 1,6—1,8 раза, реактивное топливо — в 1,5—1,7 раза. Соотношение потребления дизельного топлива к бензину, составляющее в настоящее время 1,5:1,0, должно возрасти до (1,8—1,85):1,0. По нашему мнению, это соотношение является предельным с точки зрения потенциального содержания бензиновых и дизельных фракций в перерабатываемых нефтях и возможности создания рациональной технологической схемы по переработке мазута на основе сочетания процессов легкого гидрокрекинга с каталитическим крекингом для переработки вакуумных дистиллятов и висбрекинга с коксованием для переработки гудронов. Поэтому все легковые автомобили, малотоннажные грузовики, сельскохозяйственные мотоблоки и минитракторы должны быть ориентированы на применение карбюраторных двигателей.

Растущее потребление моторных топлив должно обеспечиваться в условиях практической стабилизации объема переработки нефти за счет использования мазута для расширения их производства. Объем процессов глубокой переработки мазута — каталитического крекинга, гидрокрекинга, висбрекинга, коксования и др. — по сравнению с существующим уровнем должен возрасти к концу первого этапа прогнозируемого периода в 3 раза, а к концу второго этапа — в 4 раза. Однако к концу прогнозируемого периода ресурсы прямогонного мазута будут практически исчерпаны, возникнет необходимость использования альтернативных видов моторных топлив.

По экономическим показателям, как уже отмечалось в главе 5, наиболее эффективными из них являются сжиженные нефтяные газы и *трет*-бутилметиловый эфир (ТБМЭ).

Для рационального использования этих ресурсов необходимо: более полная переработка нефтяных попутных газов, ресурсы которых используются только на 70%; повышение уровня использования нефтезаводских сжиженных газов, 30% которых сжигается в качестве технологического топлива на НПЗ; создание крупных заводов по переработке природного газа с извлечением этана, пропана и бутанов; разработка схем использования этансодержащих газов и широкой фракции легких углеводородов, получаемых при стабилизации газовых конденсатов; создание мощностей по производству ТБМЭ на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях с полным использованием имеющихся ресурсов изобутена.

Необходимо создание и внедрение эффективной холодильной техники на ГПЗ и НПЗ для более полного извлечения пропана и бутанов, а также строительство объектов инфраструктуры, обеспечивающих использование сжиженных нефтяных газов в народном хозяйстве, в том числе и в качестве моторных топлив (развитие сливно-наливных эстакад, кустовых баз хранения,

специализированного подвижного железнодорожного и автомобильного состава для перевозки пропан-бутана, газонаполнительных станций, газобаллонной аппаратуры).

Безусловно, важным ресурсом для пополнения баланса моторных топлив в перспективе должен стать природный газ. Однако, вследствие низкого технического уровня автогазонаполнительных компрессорных станций, высокой стоимости их строительства и эксплуатации, большой массы газобаллонной аппаратуры, высокой стоимости дооборудования автомобилей использование сжатого природного газа на автомобильном транспорте оказалось в настоящее время, как показано в главе 5, неэффективным.

Представляется целесообразным снизить темпы дальнейшего строительства неэффективных АГНКС, число которых превысило 240, и создать вокруг них автомобильный парк газобаллонных автомобилей, обеспечивающий их полную загрузку. Основные усилия необходимо сосредоточить на решении кардинальных вопросов научно-технического прогресса, направленных на повышение эффективности использования сжатого газа в народном хозяйстве за счет снижения стоимости строительства АГНКС не менее чем на 30—50% и затрат на их эксплуатацию — на 15—20%, уменьшения стоимости производства и массы газобаллонной аппаратуры не менее чем на 30%, создания специальной модификации газового двигателя с уменьшением расхода сжатого газа на 25—30%.

Как показали расчеты, при возможности достижения этих показателей использование сжатого природного газа за пределами 2000 г. будет экономически сопоставимо с использованием нефтяных топлив, что создаст объективные предпосылки для расширения масштабов его применения в моторной технике.

В целом, при реализации вышеперечисленных мероприятий, альтернативные топлива могут внести достаточно весомый вклад в обеспечение потребности народного хозяйства в моторных топливах, который может быть оценен в объеме 4—5% в 2000 г. с дальнейшим ростом до 8—10% в последующее десятилетие.

*
*
*

Быстро меняющаяся на мировом рынке ситуация с ресурсами нефти и ценами на нее, а также значительные резервы, кроющиеся в возможности увеличения производства моторных топлив за счет более рационального потребления нефтепродуктов и углубления переработки нефти, сдерживают масштабы и темпы производства и применения моторных топлив из нетрадиционных видов сырья. Большинство альтернативных моторных топлив по своим физико-химическим и эксплуатационным свой-

ствам отличается от нефтяных топлив, что также осложняет возможность широкомасштабного их использования, вызывает необходимость модификации двигателя и автомобиля и требует адаптации всей инфраструктуры транспортной энергетики к новым видам топлива.

При существующих и прогнозируемых затратах на добычу нефти и ценах на нее производство альтернативных моторных топлив из других видов сырья неконкурентоспособно по отношению к нефтяным моторным топливам даже при значительном росте затрат на их производство. Вместе с тем для отдельных стран и регионов, исходя из имеющихся природных ресурсов и экономической ситуации, производство синтетических жидких топлив может оказаться эффективным как в настоящее время, так и в ближайшем будущем. Если в настоящее время 99% мировой потребности в моторных топливах обеспечивается за счет нефти, то к 2000 г., по нашей оценке, использование альтернативных моторных топлив может составить 5—7% общего объема их потребления. Таким образом, нефтяные моторные топлива и за пределами 2000 г. составят основу энергообеспечения транспортных средств и других мобильных силовых установок, использующих двигатели внутреннего сгорания.

В настоящее время в СССР, где значительная часть нефти используется в качестве котельного топлива, наиболее целесообразно расширять ресурсы моторных топлив за счет глубокой переработки мазута. Вторым по эффективности этапом должно стать расширение производства сжиженного пропан-бутана на основе переработки природного и нефтяного попутного газов, а также организация производства трет-бутилметилового эфира. Применение сжатого природного газа можно рассматривать в качестве ресурса, замыкающего баланс моторных топлив. Должны быть также расширены и углублены экспериментальные и проектно-конструкторские работы по производству и применению на транспорте сжиженного природного газа, синтетических жидких топлив из угля, тяжелых нефтей и природных битумов, запасы которых в СССР достаточны для надежного энергообеспечения народного хозяйства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мелентьев Л. А. Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987. 279 с.
2. Алексеев Г. Н. Энергоэнтропика. М.: Знание, 1983. 192 с.
3. Энергетический комплекс СССР/Под ред. Л. А. Мелентьева, А. А. Макарова. М.: Экономика, 1983. 264 с.
4. Ион Д. С. Мировые энергетические ресурсы: Пер. с англ./Под ред. А. С. Астахова. М.: Недра, 1984. 365 с.
5. Моделевский М. С., Гуревич Г. С., Хартуков Е. М. и др. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения. М.: Недра, 1983. 224 с.
6. Фейгин М. В., Петров В. И. Особенности классификации запасов и ресурсов нефти за рубежом. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. 59 с.
7. Энергетика мира. Переводы докладов XII конгресса МИРЭК/Под ред. П. С. Непорожного, В. И. Попкова. М.: Энергоатомиздат, 1985. 232 с.
8. Бабаев Н. С., Демин В. Ф., Ильин Л. А. Ядерная энергетика, человек и окружающая среда/Под ред. А. П. Александрова. М.: Энергоатомиздат, 1984. 312 с.
9. BP Statistical Review of World Energy. London. 1982. 33 p.
10. Равич М. Б. Эффективность использования топлива. М.: Наука, 1977. 344 с.
11. Синев Н. М., Батуров Б. Б. Экономика атомной энергетики. Основы технологии и экономики ядерного топлива. М.: Энергоатомиздат, 1984. 392 с.
12. Картер К. П. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1979. № 9. С. 75—81.
13. Терентьев Г. А., Тюков В. М., Смаль Ф. В. Производство альтернативных моторных топлив и их применение на автомобильном транспорте. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1985. 88 с.
14. Моделевский М. С., Гуревич Г. С., Хартуков Е. М. // Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985. С. 109—114.
15. Oil and Gas J. 1982. V. 80. N 33. P. 91.
16. Desprairies P. C. // Revue de l'energie. 1984. V. 35. N 382. P. 627—642.
17. Energy Policy. 1984. V. 12. N 3. P. 189—190; Oil and Gas J. 1984. V. 81. N 10. P. 40—41; Energy World. 1984. N 111. P. 9—14; Offshore. 1983. V. 43. N 5. P. 57—60.
18. Природное топливо планеты/Козлов А. Л., Нуриханов В. А., Прохин В. Н. и др. М.: Недра, 1981. 160 с.
19. Рей Д. Экономика энергии в промышленности: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1983. 208 с.
20. Пройс К.-Х. Пути к умеренности. Стратегия на будущее: Пер. с нем. М.: Прогресс, 1984. 251 с.
21. Зеленин Н. И., Озеров И. М. Справочник по горючим сланцам. Л.: Недра, 1983. 248 с.
22. Бесчинский А. А., Башмаков И. А. // Энергия: экономика, техника, экология. 1987. № 6. С. 11—18.
23. Примаков А. Е. Персидский залив: нефть и монополии. М.: Мысль, 1983. 160 с.
24. Карпов Л. Н. США: энергетическая стратегия. М.: Наука, 1986. 191 с.
25. Акинз Дж. Э. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1986. № 3. С. 96—100.
26. Revue de l'energie. 1986. N 382. P. 153—159.
27. Глобальная энергетическая проблема./И. М. Александров, Н. М. Байков, А. А. Бесчинский и др. М.: Мысль, 1985. 239 с.
28. Иванов В. Н., Ерохов В. И. Экономика топлива на автомобильном транспорте. М.: Транспорт, 1984. 302 с.
29. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1985. № 12. С. 88—94.
30. Автомобильная промышленность за рубежом./Под ред. Ю. Н. Карпова. М.: Прогресс, 1986. 488 с.
31. Heavenrich R. M. 33SAE Techn. Pap. Ser. 1985. N 850550. P. 39.
32. David E. E. // Chem. Eng. Progr. 1981. V. 77. N 11. P. 19—23; Cole D. // Fuel Econ. Road. Veh. Powered Spack Ignit. Engines. New York; London, 1984. P. 1—33.
33. Kosswicz L. // Cosp. paliw. i energ. 1985. V. 33. N 3. P. 1—4, 17.
34. Белов С. В. // Энергия: экономика, техника, экология. 1986. № 2. С. 48—54.
35. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1986. № 3. С. 87.
36. Drewry Stad. 1985. N 317. P. 3—16.

37. Конь М. Я., Зелькинд М. Е., Шершун В. Г. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность за рубежом. М.: Химия, 1986. 184 с.
38. Техничко-экономические показатели нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М.: ЦНИИТЭнефтехим. 1987. Вып. 10. 16 с.
39. Лалаянц А. М.//Плановое хозяйство, 1986. № 7. С. 12—21.
40. Гуреев А. А., Серегин Е. П., Азев В. С. Квалификационные методы испытаний нефтяных топлив. М.: Химия, 1984. 240 с.
41. Гуреев А. А., Жоров Ю. М., Смидович Е. В. Производство высокооктановых бензинов. М.: Химия, 1981. 219 с.
42. Вагнер Т. О., Лоуренс Д. К., Плаутц Д. А.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1981. № 1. С. 82—89.
43. Вейцман И. А.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1986. № 6. С. 98—104.
44. Allon M.//Petrole Inform. 1986. N 1622. P. 37—39.
45. Anderson E. V.//Chem. and Eng. News. 1985. V. 63. N 35. P. 14—15.
46. Азев В. С., Гладких В. А., Смаль Ф. В. и др.//Химия и технология топлив и масел. 1985. № 11. С. 4—7.
47. Радченко Е. Д., Братков А. А., Кондаков Д. И. и др.//Химия и технология топлив и масел. 1985. № 11. С. 2—4.
48. Касаткин Д. Ф., Калинин А. А., Митусова Т. Н. и др.//Химия и технология топлив и масел, 1983. № 2. С. 10—12.
49. Калинин А. А., Терентьев Г. А., Радченко Е. Д. и др.//Химия и технология топлив и масел, 1984. № 5. С. 24—28.
50. Конь М. Я., Митусова Т. Н.//Химия и технология топлив и масел. 1986. № 6. С. 39—42.
51. Lawik A. B., Ecker A. J.//Proc. of the 11-th World Petrol. Congr. London. 1983. V. 4. Chichester. 1984. P. 299—305.
52. Техничко-экономические показатели нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1986. 8 с.
53. БИКИ. 27.III.1986.
54. Федоров В. С., Хаджиев С. Н., Макарьев С. В. и др.//Химия и технология топлив и масел. 1983. № 10. С. 4—7.
55. Курганов В. М., Горштейн А. Б., Школьник Б. Л.//Химия и технология топлив и масел. 1986. № 9. С. 4—7.
56. Ашитко С. Г., Терентьев Г. А., Каминский Э. Ф. и др.//Химия и технология топлив и масел. 1984. № 7. С. 28—32.
57. Соскинд Д. М., Барсуков Е. Я. Термоконтактный крекинг тяжелых нефтяных остатков. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1983. 56 с.
58. Вайль Ю. К., Пугач И. А., Курганов В. М.//Химия и технология топлив и масел. 1986. № 9. С. 7—10.
59. Терентьев Г. А., Петрашко Л. А.//Химия и технология топлив и масел. 1987. № 3. С. 25—28.
60. Ашитко С. Г., Терентьев Г. А.//Химия и технология топлив и масел. 1986. № 10. С. 21—23.
61. Терентьев Г. А.//Химия и технология топлив и масел. 1985. № 11. С. 16—18.
62. Gibson I.//Chemistry in Britain. 1982. V. 16. N 1. P. 26—30.
63. Кричко А. А., Лебедев В. В., Фарберов И. Л. Нетопливное использование углей. М.: Недра, 1978. 215 с.
64. Горное дело. Энциклопедический справочник. Т. 2. М.: Госгортехиздат, 1960. 519 с.
65. Егоров А. П.//Химия твердого топлива. 1984. № 6. С. 126—131.
66. Хоффман Е. Энерготехнологическое использование угля. М.: Энергоатомиздат, 1983. 328 с.
67. Krichko A. A.//World Coal. 1978. V. 4. N 5. P. 22.
68. Марченко М. Г., Филиппов В. М. Стандартизация и нормирование качества углей. М.: Недра, 1977. 247 с.
69. Химические вещества из угля.//Под ред. Ю. Фальбе. М.: Химия, 1980. 619 с.
70. Probststein R. F., Hicks R. F. Synthetic fuels. New York: McGraw-Hill. 1982. 490 p.
71. Baughman G. L. Synthetic Fuels Data Handbook. Denver: Cameron Engineers Inc., 1978.
72. Чуханов З. Ф. Некоторые проблемы топлива и энергетики. М.: Изд-во АН СССР, 1961. 478 с.
73. Чуханов З. Ф., Тер-Оганесян Г. К., Старостина Н. Г.//Доклады АН СССР. 1983. Т. 272. № 5. С. 1186—1189.
74. Кричко А. А. Состояние и перспективы производства жидкого топлива из угля. М.: ЦНИИЭИуголь, 1981. 38 с.
75. Еремин И. В., Жарова М. Н., Скрипченко Г. Б.//Химия твердого топлива, 1981. № 1. С. 86—91.
76. Кричко А. А. Гидрогенизация угля в СССР. М.: ЦНИИЭИуголь, 1984. 48 с.
77. Рапопорт И. Б. Искусственное жидкое топливо. Ч. I. М.—Л.: 1949. 412 с.
78. Cassidy P. J.//Chemtechn. 1983. V. 13. N 9. P. 562—567.
79. Freel J., Jackson D., Schmid D.//Chem. Eng. Prog. 1981. V. 77. N 5. P. 86—91.
80. Wade D. T., Ansell L. L., Epperly W. R.//Chemtech. 1982. V. 12. N 4. P. 242—249.
81. Goldstein A. M.//Chem. Eng. Prog. 1982. V. 78. N 4. P. 76—80.
82. Розен Б. Я. Соперники нефти и бензина. М.: Недра, 1985. 112 с.
83. Langhoff J.//Canadian Journal of Chemical Engineering. 1980. V. 58. N 6. P. 693—698.
84. Wolowski E., Hosang H.//Erdöl und Kühle, 1983. V. 36. N 8. P. 373—376.
85. Кричко А. А.//Развитие углехимии за 50 лет. М.: Недра, 1984. С. 52—88.
86. Robinson R. C.//Energy Progress. 1983. V. 3. N 3. P. 163—172; Graesser U., Jankowski A.//Erdöl und Kühle. 1982. V. 35. N 2. P. 74—76.
87. Лопуховская Г. Ю., Яралов Н. Г., Палатик Г. Ф. и др.//Химия твердого топлива. 1985. № 4. С. 58—62.
88. Кричко А. А., Малолетнев А. С., Юлин М. К. и др.//Химия твердого топлива. 1985. № 4. С. 68—75.
89. Радченко Е. Д., Касаткин Д. Ф., Энглин Б. А. и др.//Химия и технология топлив и масел. 1983. № 3. С. 4—6.
90. Кричко А. А., Юлин М. К., Арифуллин А. С. и др.//Химия и технология топлив и масел. 1981. № 9. С. 3—5.
91. Tao J. C., Jones J. P.//Energy Progress. 1983. V. 3. N 1. P. 1—7.
92. Шейндлин А. Е., Калечиц И. В. О сочетании гидрогенизации и газификации угля/Препринт доклада на XI Мировом нефтяном конгрессе. Лондон, 1983. 19 с.
93. Черненко И. И., Шафир Г. С., Клириков Г. В. и др.//Развитие углехимии за 50 лет. М.: Недра, 1984. С. 145—161.
94. Аслаян Г. С.//Химия твердого топлива. 1984. № 1. С. 90—99.
95. Альшулер В. С. Новые процессы газификации твердого топлива. М.: Недра, 1976. 280 с.
96. Гамбург Д. Ю., Семенов В. П. Современное состояние и технологические возможности газификации твердых топлив в капиталистических странах. М.: НИИТЭхим, 1979. 19 с.
97. Зорина Г. И., Брун-Цеховой А. Р. Современное состояние технологии газификации угля за рубежом. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1986. 50 с.
98. Крацов С. В., Судобин Н. Г., Смольянинов С. И. и др.//Химия твердого топлива. 1981. № 1. С. 8—17.
99. Лапидус А. Л., Миначев Х. М.//ЖВХО им. Д. И. Менделеева. 1984. Т. XXIX. № 4. С. 407—413. *

100. Хугендорн Дж.//Нефть, газ, и нефтехимия за рубежом. 1982. № 5. С. 109—112.
101. *Paris M. M.*//CIV Bull. 1981. V. 74. N 830. P. 60—64.
102. Юдин Г. Т., Жабрева П. С., Бабалян Г. Г. Геология и освоение природных битумов. М.: Наука, 1983. 112 с.
103. Дворец Н. Л., Мангушев К. И. Новая база нефтяного бизнеса. М.: Мысль, 1986. 256 с.
104. Гольдберг И. С. Природные битумы в СССР (закономерности формирования и размещения). Л.: Недра, 1981. 191 с.
105. *Mac Rory R. T.* Oil sands and heavy oils of Alberta. Edmonton, 1982. 94 p.; Chemical Week. 1984. V. 134. N 8. P. 41—42.
106. Халимов Э. М., Акишев И. М., Жабрева П. С. и др. Месторождения природных битумов. М.: Недра, 1983. 192 с.
107. Фаткуллин А. Х., Белов Е. П., Акишев И. М. и др.//Тепловые методы добычи нефти. М.: Недра, 1975. С. 34—41.
108. Тучков И. И., Алекперов Т. А.//Экономика нефтяной промышленности. 1982. № 1. С. 15—18.
109. Зенинский А. М. Экономика использования нефтебитуминозных пород. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1985. 54 с.
110. *Hilsenteger J.*//Oil and Gas J. 1985. V. 83. N 33. P. 132—135.
111. Кацобашивили Я. Р., Теплякова Г. А., Бухтенко О. В.//Химия и технология топлив и масел. 1984. № 8. С. 8.
112. *Simpson P. L.*//Energy Progress. 1984. N 1. P. 56—63.
113. Chemical Engineering. 1982. V. 89. N 7. P. 20E—20H.
114. *Columba J.* Adaptation of Canadian Refineries to the use of Synthetic Crudes. The 11-th World Petroleum Congress, RD 7 [1—9]. London. 1983.
115. *Brunn I. W.*//Oil and Gas J. 1984. V. 82. N 13. P. 90.
116. Озеров И. М., Полозов В. Я.//Разработка и использование горючих сланцев. Таллин: Валгус, 1970. С. 167—171.
117. Кузнецов Д. Т. Энергохимическое использование горючих сланцев. М.: Энергия, 1978. 216 с.
118. Горючие сланцы./Под ред. Т. Ф. Йена, Дж. В. Чилингаряна. Л.: Недра, 1980. 262 с.
119. Файнберг В. С. Проблемы и перспективы сланцевой технологии за рубежом. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1981. 52 с.; *Duir J. H., Griswold C. F., Christolini B. A.*//Chem. Eng. Prog. 1983. V. 79. N 2. P. 45—50.
120. Крет В. В., Куташов Н. А., Спирякова Э. М. Экономическая эффективность комплексного использования продуктов сланцепереработки. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1985. 40 с.
121. Глезин И. Л., Ластовкин Г. А., Рудин М. Г. и др. Проблемы и перспективы производства кокса из сланцевой смолы. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1984. 66 с.
122. Химическая технология твердых горючих ископаемых./Под ред. Г. Н. Макарова, Г. Д. Харламповича. М.: Химия, 1986. 496 с.
123. *Culbertson S. F., Rolniak P. D.*//Oil and Gas J. 1981. V. 79. N 29. P. 43—49.
124. Гамбург Д. Ю., Семенов В. П.//Химическая технология. 1980. № 6. С. 3—13.
125. Караваяев М. М., Леонов В. Е., Попов И. Г. и др. Технология синтетического метанола. М.: Химия, 1984. 240 с.
126. Гамбург Д. Ю., Семенов В. П.//Химическая промышленность. 1985. № 5. С. 4.
127. *Courty P.*//L'Actualite Chimique. 1983. N 9. P. 19—22.
128. *Chang P.*//Industrial Engineering Chemistry Process Design and Development. 1978. V. 17. N 3. P. 255—260.
129. Харни Б. М., Миллз Дж. А.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1980. № 2. С. 82.
130. Oil and Gas J. 1985. V. 83. N 34. P. 38—39.
131. Хаимова Т. Г., Андреева Т. Г., Конь М. Я.//Нефтепереработка и нефтехимия. 1984. № 3. С. 27—29.
132. Биомасса как источник энергии: Пер. с англ./Под ред. С. Сауфера, О. Заборски. М.: Мир, 1985. 368 с.
133. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1980. № 10. С. 96.
134. Chemistry and Industry. 1982. N 9. P. 522.
135. *Coste Y.*//Gas d'Aujourd'hui. 1984. V. 108. N 4. P. 123.
136. Берлин М. А., Гореченков В. Г., Волков Н. П. Переработка нефтяных и природных газов. М.: Химия, 1981. 472 с.; Гриценко А. И., Александров И. А., Галанин И. А. Физические методы переработки и использования газа. М.: Недра, 1981. 224 с.
137. Гайнуллин Ф. Г., Гриценко А. И., Васильев Ю. Н. и др. Природный газ как моторное топливо на транспорте. М.: Недра, 1986. 255 с.
138. Каширов С. С., Михайлов В. М., Мкртычан Я. С. и др. Стационарные станции заправки автомобилей компримированным природным газом. М.: ВНИИЭгазпром, 1985. 50 с.
139. *Hough G.*//Petroleum Economist. 1984. V. 51. N 10. P. 439.
140. Шпильрайн Э. Э., Малышенко С. П., Кулешов Г. Г. Введение в водородную энергетику./Под ред. В. А. Легасова. М.: Энергоатомиздат, 1984. 264 с.
141. *Wendt H.*//Chemie-Ingenieur-Technik. 1984. V. 56. N 4. P. 265—272.
142. *Gregory D. P.*//Chemtech. 1981. V. 11. N 7. P. 432—440.
143. Ставров О. А.//Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984. № 5. С. 139—146.
144. Кленников Е. В., Мартынов О. А., Крылов М. Ф. Газобаллонные автомобили: техническая эксплуатация. М.: Транспорт, 1986. 175 с.
145. Колубаев Б. Д.//Экспресс-информация «Конструкции автомобилей». М.: НИИНавтопром, 1977. № 4. С. 20—26.
146. Сатаров В. А., Гольдблат И. И., Колубаев Б. Д. Создание автомобилей и автобусов, работающих на сжиженном углеводородном газе./Труды НАМИ. Вып. 180. 1980. С. 69—73.
147. *Qnodfried H., Bandel J.*//New Energy Conserv. Technol. Proc. Berlin. 1981. P. 1341—1349.
148. *Kurt O. E.*//Automobiltechn. Z. 1976. V. 78. N 3. P. 113.
149. *Fleming R. D.*//SAE Prepr. 1976. N 750121. P. 11; *Lowny S. O., Devoto R. S.*//Combustion Science and Technology. 1978. V. 12. N 12. P. 177—182.
150. *Oblonder E. K.*//Automobiltechn. Z. 1976. V. 78. N 3. P. 114—117.
151. *Bernhard W., Koenig A.*//Mineraloiltechnick. 1986. V. 21. N 6. P. 1—22.
152. Смаль Ф. В.//Эксплуатационно-технические свойства и применение автомобильных топлив, смазочных материалов и спецжидкостей./Труды НИИАТ. М.: Изд-во НИИАТ, 1982. С. 53—63.
153. *Dorn P., Mourao A.*//Automot. Eng. 1985. V. 93. N 4. P. 64—67.
154. *Fahlancker S.*//Procl. 4-th Int. Symp. Alcohol Fuels Technol. San Paulo. 1981. V. 2. P. 641—646.
155. *Goodrich R. S.*//Chem. Eng. Progr. 1982. V. 78. N 1. P. 29; Шаров Е. В., Раменский А. Ю.//Защита воздушного бассейна от загрязнения токсическими выбросами транспортных средств. Харьков: 1981. С. 133—144.
156. *Graham E. E.*//Chem. Div. Dep. Sci. 1978. N 2215. P. 120.
157. *Hall J. V.*//Energy. 1985. V. 10. N 6. P. 733—736.
158. *Austin T. C., Rubenstein G.*//SAE Techn. Pap. Ser. 1980. N 800891 P. 24.
159. Писчик Р. П.//Метанол и его переработка. М.: Химия. 1985. С. 61—65.
160. Азев В. С., Герасимова Г. Н., Лулева В. В.//Химия и технология топлив и масел. 1985. № 11. С. 13—15.
161. *Geller H. S.*//Annu. Rev. Energy. V. 10. Palo Alto. 1985. P. 135—164.
162. *Klogg D. L.*//Energy Biomass and Wastes. V. 7. Chicago. 1983. P. 1—68.
163. Радченко Е. Д.//Химия и технология топлив и масел. 1976. № 5. С. 6—9.

164. Смаль Ф. В., Сабиров Ш. М.//Эксплуатационно-технические свойства и применение автомобильных топлив, смазочных материалов и спецжидкостей/Труды НИИАТ. М.: Изд-во НИИАТ, 1983. С. 22—30.
165. Мазур П. Ф.//Пути повышения эффективности использования топлив, масел и спецжидкостей на автомобильном транспорте/Труды НИИАТ. М.: Изд-во НИИАТ, 1985. С. 96—103.
166. Мищенко А. И. Применение водорода для автомобильных двигателей. Киев: Наукова думка, 1984. 143 с.
167. Подгорный А. Н.//Вопросы атомной науки и техники. Вып. 2. 1977. С. 52—60.
168. King A.//Trans. of the E. J. C. 1948. V. 2. N 4. P. 143—148.
169. Варшавский И. Л., Мищенко А. И., Толда Г. Б.//Автомобильная промышленность. 1976. № 9. С. 35—37.
170. Stebar R. F.//SAE Techn. Pap. 1974. N 740187. P. 1—11.
171. Смаль Ф. В., Арсенов Е. Е. Перспективные топлива для автомобилей. М.: Транспорт. 1979. 151 с.
172. Мищенко А. И.//Автомобильная промышленность. 1986. № 11. С. 8—10.
173. Тараканов В. Г.//Автомобильная промышленность. 1986. № 8. С. 11—13.
174. Колбанов И. Л., Дмитриев Т. И.//Двигателестроение. 1984. № 10. С. 58—60.
175. Bernhard W., Lee W.//Future Automotive Fuels. 1977. P. 214—234.
176. Шатров Е. В.//Автомобильная промышленность. 1982. № 2. С. 4.
177. Chakrabarty M. M.//Fuel Sci. and Technol. 1985. V. 4. N 1. P. 3—7.
178. Смаль Ф. В., Сабиров Ш. М.//Автомобильный транспорт. 1983. № 2. С. 43—45.
179. Hilden D. L., Stebur R. F.//Int. Energy Reg. 1979. V. 3. N 1. P. 59—71.
180. Коллеров Л. К.//Двигателестроение. 1982. № 2. С. 51—53.
181. Weber P.//VDI. 1980. N 47. P. 34.
182. Кричко А. А.//Химия твердого топлива. 1980. № 6. С. 3—8.
183. Терентьев Г. А., Ашитко С. Г., Смаль Ф. В. и др.//Химия и технология топлив и масел. 1984. № 10. С. 28—30.
184. Временная типовая методика определения экономической эффективности природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды: М.: Госплан СССР, Госстрой СССР, АН СССР. 123 с.
185. Методические указания по расчету выброса вредных веществ автомобильным транспортом. М.: Госкомгидромет, 1983. 22 с.
186. Грин Ч. Р.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1982. № 6. С. 108—112.
187. Переработка нефти и нефтехимии (экспресс-информация). М.: ЦНИИТЭ-нефтехим, 1982. № 22. С. 3—8.
188. Лепринс П.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1984. № 3. С. 113—116.
189. Перспективные автомобильные топлива — виды, характеристики, перспективы: Пер. с англ./Под ред. Я. Б. Чертова. М.: Транспорт. 1982. 319 с.
190. Гайпо Е. И., Гришина И. В., Ермаков В. И. и др. Распределение полезных компонентов в структуре ресурсов природного газа./Обз. инф. «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений». М.: ВНИИГаз-пром. Вып. 11. 1986. С.
191. Мударрис Ж. Р., Питман М. Дж.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1980. № 10. С. 113—117.
192. Wagner T. O., Gray D. S., Zaran B. Y.//Alcohol Motor Fuels. Warendate. Pa. 1980. P. 249—265.
193. Chemical Industry. 1986. V. 109. N 1. P. 12—13.
194. Келлер Дж. Л.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1979. № 5. С. 95—110.
195. РЖ «Экономика промышленности». 1986. № 11. Реф. 11В13.
196. Винтер К. Л.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1986. № 4. С. 65—67.
197. Курти Ф., Арли Ж., Конвер А. и др.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1984. № 11. С. 108—111.
198. Тейнбек С. А., Крембек Ф. Дж.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1985. № 9. С. 67—70.
199. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1980. № 10. С. 96—97.
200. Dutkiewicz R. K., Bennet K. P.//11-th World Energy Conf. Munich. 1980. V. 1A. London. 1980. P. 815—833.
201. Васильева Л. С. Автомобильные эксплуатационные материалы. М.: Транспорт, 1986. 279 с.
202. Кленников Е. В., Крылов М. Ф., Мартиров О. А.//Автомобильный транспорт Казахстана. 1984. № 12. С. 22—23.
203. Коссов М. А., Крапивенцев А. Н., Григорьев Е. А.//Автомобильная промышленность. 1987. № 3. С. 13—14.
204. Dossier G. P.//Elec. autom. et tech. spec. 1985. N 545. P. 7—12.
205. Carley L. W.//Mot. Serv. (USA). 1982. March. P. 60—72.
206. Bzikovich M. F., Gou M. M.//Gas d'auraund'Rue. 1986. N 3. P. 87—92.
207. Энглин Б. А., Терентьев Г. А., Емельянов В. Е. и др.//Химия и технология топлив и масел. 1985. № 11. С. 7—8.
208. Десенси М. Г.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1985. № 9. С. 60—61; Унзельман Г.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1986. № 5. С. 100—102.
209. Rasilo-Call F.//Energy Dig. 1984. V. 13. N 4. P. 29—32; Coodrich R. S.//Chem. Eng. Progr. 1982. V. 87. N 1. P. 29.
210. Lund W. R., Miclanahan D. N.//Oil and Gas J. 1983. V. 81. N 46. P. 135—151.
211. Rose M. D.//Paip and Pap. Can. 1982. V. 83. N 3. P. 69—70.
212. Дэвинс Д. Энергия: Пер. с англ./Под ред. Д. Б. Вольфберга. М.: Энергоатомиздат, 1985. 360 с.
213. Шкаровский А. А.//Энергия: экономика, техника, экология. 1987. № 4. С. 55—59.
214. Браславский Б. И.//Энергия: экономика, техника, экология. 1985. № 4. С. 40—43.
215. Столяревский А. Я., Чувелев А. В.//Энергия: экономика, техника, экология, 1986. № 10. С. 11—16.
216. Жегалин О. И., Лупачев П. Д. Снижение токсичности автомобильных двигателей. М.: Транспорт. 1985. 120 с.
217. Ставров О. А.//Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1987. № 6. С. 109—115.
218. Великанов Д. П.//Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984. № 5. С. 127—138.
219. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1980. № 12. С. 101.
220. Соркин Я. Г. Безотходное производство в нефтеперерабатывающей промышленности. М.: Химия, 1983. 200 с.